



# ПРАВИТЕЛЬСТВО ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

## ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 23.06.2011

г. Грозный

№ 110

### **Об утверждении Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 года № 1234-р «Об утверждении Энергетической стратегии России до 2020 года» и в целях обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, а также развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики, гарантированного энергообеспечения экономики и населения Чеченской Республики Правительство Чеченской Республики

**ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить Программу развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года (далее - Программа).

2. Министерству промышленности и энергетики Чеченской Республики:

2.1. в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и протокольным решением Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) от 19 ноября 2010 года № АШ-369-пр приступить к новому циклу работ по формированию схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на очередной период 2012-2016 гг.;

2.2. в срок до 30 августа 2011 года представить в Правительство Чеченской Республики на утверждение «Временный порядок разработки и утверждения схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики» в соответствии с рекомендациями Всероссийского совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации от 9 ноября 2010 года № АШ-369-пр.



---

УТВЕРЖДЕНА

Постановлением Правительства  
Чеченской Республики

от 23.06.2011 № 110

**ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ  
РЕСПУБЛИКИ НА ПЕРИОД ДО 2030Г.**

### АННОТАЦИЯ

Представлена «Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.». Приведены общие сведения о Чеченской Республике, её природно-ресурсном потенциале. Выполнен анализ развития нефтегазового и энергетического комплекса республики.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г. включает в себя 4 подпрограммы:

- Подпрограмма «Электроэнергетика».
- Подпрограмма «Гидроэнергетика».
- Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии».
- Подпрограмма «Использование геотермальных вод».

В программе приведены основные направления и параметры развития энергетики Чеченской Республики, а также перечень и сроки планируемых к строительству и вводу генерирующих мощностей.

#### Основные разработчики Программы:

1. Комплексный научно-исследовательский институт РАН.
2. Академия наук Чеченской Республики.
3. Филиал ОАО «Южный инженерный центр энергетики» «Южэнергосетьпроект».

#### Программа согласована с профильными предприятиями:

1. ОАО «Нурэнерго»
2. ОАО «МРСК Северный Кавказ»
3. Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказским РДУ
4. Филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

**ПАСПОРТ**  
**Программы развития энергетики**  
**Чеченской Республики на период до 2030 г.**

<b>Наименование документа</b>	Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.
<b>Основание разработки Программы</b>	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.08.2003 г. № 1234-р «Об утверждении Энергетической стратегии России до 2020г.», Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» Постановление Правительства Чеченской Республики от 8.02.2005 г. № 5 «Об утверждении Порядка разработки и реализации республиканских программ»; Распоряжение Правительства Чеченской Республики от 28.04.2010 г. № 199-р «О программе развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года»
<b>Заказчик Программы</b>	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики.
<b>Основные разработчики Программы</b>	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики. Комплексный научно-исследовательский институт РАН. Академия наук Чеченской Республики. Филиал ОАО «Южный инженерный центр энергетики» «Южэнергосетьпроект».
<b>Цели Программы</b>	Максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для обеспечения роста валового регионального продукта и повышения качества жизни населения Чеченской Республики. Создание собственных мощностей, генерирующих тепловую и электрическую энергию. Снижения топливно-энергетической составляющей в себестоимости товарной продукции/услуг, произведенных в республике.
<b>Задачи Программы</b>	1. Устойчивое развитие энергетического комплекса. 2. Гарантированное энергообеспечение экономики и населения республики в полном объеме в обычных условиях и в минимально необходимом объеме при чрезвычайных ситуациях различного характера. 3. Снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет их рационального потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при производстве, транспортировке и реализации продукции энергетического комплекса. 4. Качественное и полное обеспечение населения и экономики Чеченской Республики энергоресурсами по доступным и вместе с тем стимулирующим энергосбережение тарифам. 5. Диверсификация используемых видов топлива и энергии.

	<p>6. Минимизация техногенного воздействия топливно-энергетического комплекса на окружающую среду на основе совершенствования структуры производства и применения новых технологий.</p> <p>7. Выполнение мер по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.</p>
<p><b>Сроки реализации Программы</b></p>	<p>2011-2030 гг.</p>
<p><b>Перечень разделов Программы</b></p>	<p><b>Введение</b></p> <p><b>1. Общая характеристика региона</b></p> <p>1.1. Общие сведения.</p> <p>1.2. Ресурсная база</p> <p>1.2.1. Природные ресурсы Чеченской Республики</p> <p>1.2.2. Промышленность и сельское хозяйство</p> <p>1.2.3. Социальная сфера. Наука и образование</p> <p>1.2.4. Внешнеэкономическая деятельность</p> <p>1.2.5. Инвестиционная политика</p> <p><b>2. Современное состояние энергетического комплекса Чеченской Республики.</b></p> <p>2.1. Анализ состояния нефтегазового комплекса.</p> <p>2.2. Анализ состояния и развития энергосистемы Чеченской Республики в 2001-2009 гг.</p> <p>2.2.1. Анализ потребления электрической и тепловой энергии.</p> <p>2.2.2. Структура производства электрической и тепловой Энергии</p> <p><b>3. Подпрограмма «Развитие электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030 г.»</b></p> <p>3.1. Анализ функционирования и развития электроэнергетики Чеченской Республики в 2001-2009 гг.</p> <p>3.1.1. Электропотребление и электрические нагрузки</p> <p>3.1.2. Покрытие потребности энергосистемы в электроэнергии</p> <p>3.2. Электрические сети</p> <p>3.2.1. Характеристика электрических сетей</p> <p>3.2.2. Анализ режимов работы электрических сетей 110 и 330 кВ</p> <p>3.3. Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок на период до 2030 года</p> <p>3.4. Развитие источников электроснабжения, балансы мощности и электроэнергии на период до 2030 года</p> <p>3.5. Развитие электрических сетей на период до 2030 г.</p> <p>3.5.1. Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ</p> <p>3.5.2. Развитие электрических сетей 330 кВ</p> <p>3.5.3. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ</p> <p>3.6. Электрические расчеты</p> <p>3.6.1. Режимы работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше</p> <p>3.6.2. Оценка уровня токов короткого замыкания и мероприятия по</p>

	<p>приведению отключающей способности выключателей в соответствие токам к. з.</p> <p>3.6.3. Оценка уровня токов короткого замыкания и мероприятия по приведению отключающей способности выключателей в соответствие токам к. з.</p> <p>3.7. Перечень строительства и реконструкции электросетевых объектов в период до 2030 года и оценка необходимых капиталовложений</p> <p>3.8. Основные технико-экономические показатели</p> <p><b>4. Подпрограмма «ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»</b></p> <p>4.1. Современное состояние и тенденции развития</p> <p>4.2. Технико-экономическая оценка использования гидроресурсов Чеченской Республики</p> <p>4.2.1. Общая характеристика речной сети</p> <p>4.2.2. Оценка потенциала.</p> <p>4.2.3. Результаты экономического анализа каскада ГЭС на р. Аргун</p> <p>4.2.4. Предложение по фазовому строительству</p> <p>4.3. Малая гидроэнергетика</p> <p>4.4. Индикативные показатели</p> <p>4.5. Индикаторы</p> <p><b>5. Подпрограмма «НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ»</b></p> <p>5.1. Ветроэнергетика</p> <p>5.2. Солнечная энергетика</p> <p>5.3. Использование детандер-генераторных агрегатов</p> <p>5.4. Биоэнергетика</p> <p>5.4.1. Технико-экономическое обоснование сбора и утилизации биогаза твердых бытовых отходов в г. Грозном</p> <p>5.4.2. Использование биогаза в сельском хозяйстве</p> <p><b>6. Подпрограмма «КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД»</b></p> <p>6.1. Основные технические решения и рекомендации по использованию геотермальных вод Ханкальского месторождения</p> <p>6.2. Качество геотермальных вод и возможные схемы их использования</p> <p>6.3. Оценка экологической эффективности</p> <p>6.4. Ресурсное обеспечение целевой программы</p> <p>6.5. Оценка эффективности реализации подпрограммы</p> <p><b>7. Основные направления развития энергетики Чеченской Республики</b></p> <p>7.1. Планируемые к строительству и вводу генерирующие мощности</p> <p><b>8. Государственная политика в сфере развития ТЭК. Реализация Киотского Протокола</b></p> <p><b>9. Индикативные показатели и индикаторы программы</b></p> <p><b>Заключение</b></p>
--	---

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

<b>Объемы и источники финансирования</b>	Объемы инвестиций, год/млн. руб.:							
	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
	2614,2	11301,5	18065,3	4114,9	4509,7	34011,8	39266,2	1189,0
	Структура инвестиций: - заемный капитал (под госгарантии Правительства РФ)- 50%; - средства инвестфонда РФ - 40%; - бюджетное финансирование - 10%.							
<b>Исполнители Программы</b>	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики, Министерство экономического развития Чеченской Республики, Министерство жилищно-коммунального хозяйства Чеченской Республики, Министерство финансов Чеченской Республики, предприятия топливно-энергетического комплекса, жилищно-коммунального хозяйства Чеченской Республики, субъекты электроэнергетики.							
<b>Индикаторы Программы</b>	1. Выработка электрической энергии, год/млн. кВтч год:							
	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
	-	2,5	112,9	292,5	320,0	1446,4	1931,5	2276,8
	2. Выработка тепловой энергии, год/тыс. Гкал:							
	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
	-	12,9	163,3	243,9	325,2	3056,5	5898,5	9104,5
<b>Система организации контроля за исполнением Программы</b>	Формы и методы организации государственного контроля за ходом реализации Программы определяются Правительством Чеченской Республики. Предполагается, что по итогам каждого года реализации инвестиционных проектов в рамках Программы будут формироваться: - отчет, содержащий информацию об объеме фактических затрат на капитальное строительство и техническое переоснащение за отчетный период, о плановых затратах на отчетный период и о причинах отклонения фактических расходов от плана; - уточненный план-график реализации мероприятий Программы, содержащий сведения об изменениях ожидаемых сроков завершения инвестиционных проектов и обоснования данных изменений. Процедура учета расходования инвестиционных ресурсов позволит своевременно выявлять факты задержки реализации проектов, отклонение фактической стоимости проектов от сметной; эффективно управлять работой с поставщиками и подрядчиками и планировать капитальные затраты будущих периодов.							



## ВВЕДЕНИЕ

В период 1991-2000 годы Чеченская Республика превратилась в один из экономически отсталых субъектов Российской Федерации с практически полностью разрушенным экономическим потенциалом, включая промышленные предприятия, социальную инфраструктуру и жилищно-коммунальное хозяйство, объекты транспортной инфраструктуры и инженерные сети.

Для долгосрочного и стабильного обеспечения экономики энергетическими ресурсами необходима научно обоснованная государственная энергетическая политика. Цель такой политики – рост валового регионального продукта и благосостояния населения при максимально эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов.

Программа является документом, конкретизирующим цели, задачи и основные направления долгосрочной программы развития энергетического комплекса Чеченской Республики с учетом складывающихся внутренних и внешних факторов как в топливно-энергетическом комплексе, так и в экономике Чеченской Республики и Российской Федерации в целом.

Основой для разработки Программы являются законодательные и иные нормативные правовые акты Российской Федерации и Чеченской Республики, исследования по основным направлениям научно-технического прогресса в топливно-энергетическом комплексе.

Программа разработана по поручению Координационного совета по развитию электроэнергетики Чеченской Республики (протокол № 111 от 5.12.2008 г.) под общим руководством временной рабочей группы по вопросам организации и координации разработки «Программы развития энергетики Чеченской Республики на 2010-2015г.г. и прогноз до 2030 года», созданной Координационным советом от 30.07.2010 г. (протокол № 02-33).

Программа разработана коллективом  
д.ф.-м.н., профессор Керимов И.А. – КНИИ РАН, Вице-президент АН ЧР,  
к.г.-м.н., доцент Гайсумов М.Я. – КНИИ РАН  
Проценко В.В. – филиал ОАО «Южный инженерный центр энергетики» «Южэнергосетьпроект»  
к.э.н. Белан С.И. – НПЦ Подземгидроминерал  
к.г.-м.н., доцент Бадавов Г.Б. – ОАО "Геотермнефтегаз"  
к.г.-м.н., доцент Хасанов М.А. – КНИИ РАН  
м.н.с. Ахматханов Р.С. – КНИИ РАН

## 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

### 1.1. Общие сведения.

**Географическое положение.** Чеченская Республика расположена в центральной части северного склона Большого Кавказа, прилегающей Чеченской равнины и Терско-Кумской низменности.

Протяженность территории с севера на юг 170 км, с запада на восток - 110 км.

Граничит: на юге - с Республикой Грузия, на юго-востоке, востоке и северо-востоке - с Республикой Дагестан, на северо-западе - со Ставропольским краем, на западе - с Ингушской Республикой.

По рельефу территория республики делится на равнинную северную (2/3 площади) и горную южную (1/3 площади). Юг Чеченской Республики составляют предгорья и склоны Большого Кавказского хребта, северная часть занята равниной и Терско-Кумской низменностью. Гидрографическая сеть республики принадлежит бассейну Каспийского моря. Главной рекой республики, пересекающей ее с запада на восток, является река Терек. Реки на территории Чеченской Республики распределены неравномерно. Горная часть и прилегающая к ней Чеченская равнина имеют густую, сильно разветвленную речную сеть. А на Терско-Сунженской возвышенности и в районах, расположенных к северу от Терека, рек нет. Это обусловлено особенностями рельефа, климатическими условиями и, прежде всего, распределением осадков. По водному режиму реки Чеченской Республики можно разделить на два типа. К первому относятся реки, в питании которых важную роль играют ледники и высокогорные снега. Это Терек, Сунжа (ниже впадения Лесы), Асса и Аргун. В летний период, когда высоко в горах энергично тают снега и ледники, они разливаются. Ко второму типу относятся реки, берущие начало из родников и лишённые ледникового и высокогорного снегового питания. В эту группу входят реки Сунжа (до впадения Ассы), Валерик, Гехи, Мартан, Гойта, Джалка, Белка, Аксай, Ярык-Су и другие, менее значительные.

**Климат.** Климат континентальный но, несмотря на относительно небольшую территорию, Чеченская Республика характеризуется значительным разнообразием климатических условий. Здесь встречаются все переходные типы климатов, начиная от засушливого климата Терско-Кумской полупустыни и кончая холодным влажным климатом снежных вершин Бокового хребта.

Температурные условия Чеченской Республики отличаются большим разнообразием. Главную роль в распределении температур здесь играет высота над уровнем моря. Заметное понижение температуры, связанное с увеличением высоты, наблюдается уже на Чеченской равнине. Так, средняя годовая температура в городе Грозном на высоте 126 метров равна 10,4 градусов, а в станции Слепцовской, расположенной на той же широте, но на высоте 315 метров, - 9,6 градусов. Лето на большей части территории республики - жаркое и продолжительное. Самые высокие температуры наблюдаются на Терско-Кумской низменности. Средняя июльская температура воздуха здесь достигает +25, а в отдельные дни поднимается до +43. При движении к югу, с увеличением высоты средняя июльская температура постепенно понижается. Так, на Чеченской равнине она колеблется в интервалах +22...+24, а в предгорьях на высоте 700 метров снижается до +21...+20. Зима на равнинах и в предгорьях сравнительно мягкая, но неустойчивая, с частыми оттепелями. Число дней с оттепелями здесь достигает 60-65.

Атмосферные осадки на территории Чеченской Республики распределяются неравномерно. Меньше всего осадков выпадает на Терско-Кумской низменности: 300-400 миллиметров. При движении к югу количество осадков постепенно увеличивается до 800-1000 и более миллиметров.

Административный центр региона г. Грозный. Население - 231,215 тысяч человек (на 1 января 2009 г.).

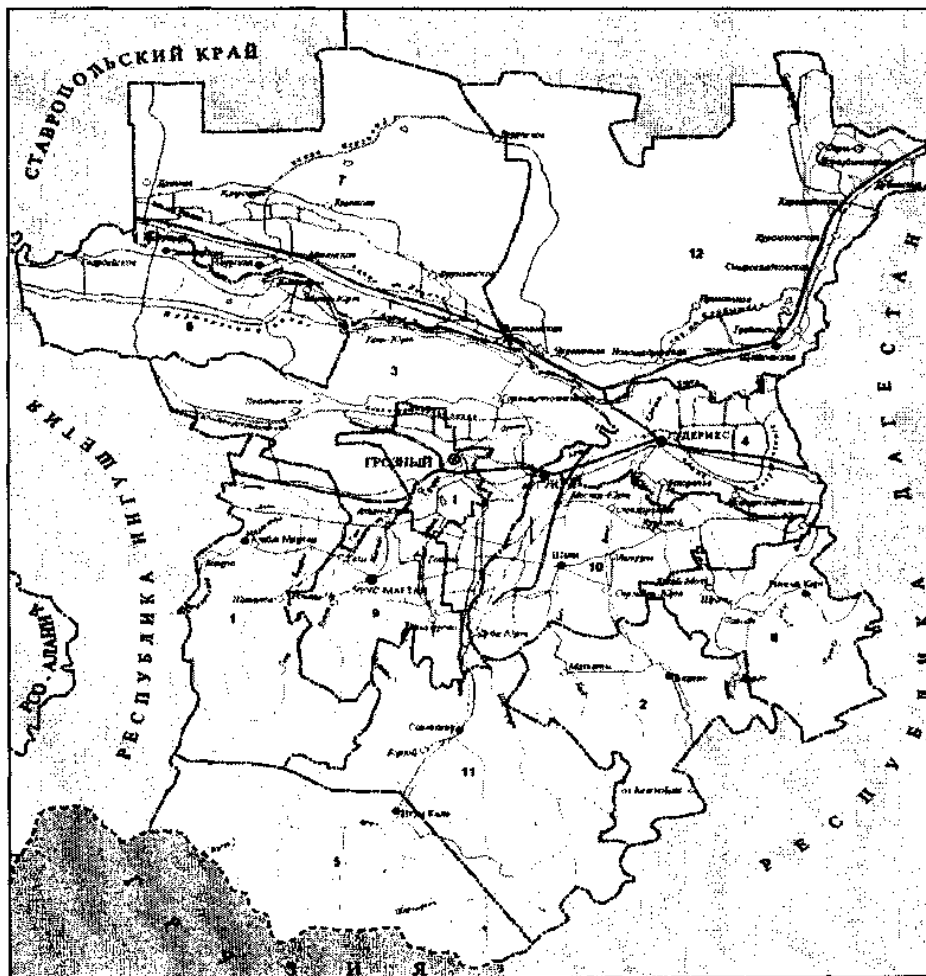


Рис. 1.1. Карта административно – территориального деления

Условные обозначения:

Наименование районов: 1- Ачхой – Мартановский; 2 – Веденский; 3 – Грозненский; 4 – Гудермесский; 5 – Итум – Калининский; 6 – Надтеречный; 7 – Наурский; 8 – Ножай – Юртовский; 9 – Урус – Мартановский; 10 – Шалинский; 11 – Шатойский; 12 – Шелковский; 13 – Сунженский; 14 – Шароевский; 15 – Курчалоевский;  
 1 – Территория административного управления г. Грозного;  
 Районные центры: 1 – с. Ачхой – Мартан; 2- с. Ведено; 3 – г. Грозный;  
 4 – г. Гудермес; 5 – с. Итум – Кале; 6 – с. Знаменское; 7 – ст. Наурская;  
 8 – с. Ножай – Юрт; 9 – г. Урус – Мартан; 10 – г. Шали; 11 – с. Шатой;  
 12 – ст. Шелковская; 13 – ст. Серноводская; 14 – с. Шарой; 15 – с. Курчалой.

Административно-территориальное деление - 15 районов: Ачхой-Мартановский, Веденский, Грозненский, Гудермесский, Итум-Калининский, Курчалоевский, Надтеречный, Наурский, Ножай-Юртовский, Сунженский, Урус-Мартановский, Шалинский, Шатойский, Шаройский, Шелковской; города республиканского значения: Грозный, Аргун, Гудермес; городские районы - округа - 4; поселки городского типа - 3.

Территория региона - 16,1 тыс. кв. км

Численность населения – 1267,7 тыс. чел. (на 1 января 2010 г.), в т.ч.:

Городское: 449,7 тыс. чел (35,47%)

Сельское: 818,0 тыс. чел (64,53%)

Трудоспособное население - 56,9%  
Численный состав населения, тыс. чел. (% от общего числа)  
(по данным переписи населения 2002 г.) – чеченцы (93,5%)

Основные отрасли промышленности - нефтегазодобывающая, легкая, строительных материалов, швейная, мебельная. В сельском хозяйстве преобладают земледелие, садоводство, переработка сельхозпродукции.

Чеченская Республика при наличии собственных природно-ресурсных возможностей для производства энергетических мощностей является энергодефицитным регионом. Большая часть электроэнергии, поступающая потребителям, получена из других регионов: МЭС Юга, Дагэнерго, Ставропольэнерго, Ингушэнерго.

Экономика Чеченской Республики характеризуется меньшей положительной динамикой развития по сравнению с экономикой России в целом. Это приводит к продолжающемуся снижению реальных доходов и покупательной способности населения по сравнению с другими регионами. Также Чеченская Республика входит в число наименее благоприятных регионов в России с точки зрения занятости. Так, за 2008 г. уровень зарегистрированной безработицы составил 65,2% от экономически активного населения, что значительно выше, чем в среднем по России (5,4%). При этом на фоне невысокой занятости уровень жизни работающего населения существенно уступает среднероссийскому. Так, по итогам 2008 г. среднемесячная номинальная заработная плата составила 9,6 тыс. рублей, то есть около 55% среднероссийского показателя (17,3 тыс. рублей). Доля городского населения в Чеченской Республике составляет 35%. Высокая доля сельского населения на фоне значительной роли жилого сектора в формировании спроса на электроэнергию определяют структуру электросетевого комплекса, характеризующуюся высокой долей низковольтных сетей, расположенных в сельской местности.

Валовой Региональный Продукт- 67,3297 млрд. рублей. (2009 г.) - 0,12 % от ВВП России. Бюджет Чеченской Республики остается одним из самых высокودотационных в России. Единственно конкурентоспособной на внешних рынках является добыча нефти, дающая 98,6 % общего объема промышленной продукции.

*Доходы на душу населения 2555,3 руб./мес. (на 1 января 2010 г.)*

## **1.2. Ресурсная база**

### **1.2.1. Природные ресурсы Чеченской Республики**

Полезные ископаемые Чеченской Республики включают топливно-энергетические ресурсы, такие как: нефть, газ, конденсат. Общераспространенные полезные ископаемые представлены: месторождениями кирпичного сырья, глинами, строительными песками, песчано-гравийные смеси, камни строительные, запасы цементных мергелей, известняков, доломитов, гипсов. Также республика богата гидроэнергетическими ресурсами, прежде всего, р. Аргун, р. Асса и др. (расчетные ресурсы составляют до 2000 МВт) и теплоэнергетическими ресурсами, расположенными на равнинной части.

**Нефть и газ.** Основная роль в развитии Республики в ближайшей перспективе, будет принадлежать топливно-энергетическому комплексу. Главное богатство недр Чеченской Республики нефть и газ разведанные запасы которых соответственно оцениваются по состоянию на 2010 г. нефти - 27 млн. тонн.

По составу, нефти Чеченской Республики преимущественно парафинистые с высоким содержанием бензина. Большая часть месторождений расположена в пределах Терского хребта, однако нефтедобывающие скважины располагаются и на Сунженском хребте и на моноклинали Черных гор.

По состоянию на 01.01.2009 г. на балансе ОАО «НК «Роснефть» по Чеченской Республике числятся запасы нефти и газа по 21 месторождению распределенного фонда: 19 разрабатываемым (в том числе 18 нефтяным, 1 нефтегазоконденсатному), 2 разведываемым. Накопленная добыча составляет около 400,0 млн. тонн, нефти.

Около половины (45%) извлекаемых запасов промышленных категорий приурочена к отложениям верхнего мела, четверть - отложениям нижнего мела и треть - отложениям караганочокракского возраста. Обеспеченность добычи разведанными запасами промышленных категорий при уровне ежегодной добычи – 1,5 млн. тонн составит 15 лет.

**Общераспространенные полезные ископаемые.** Балансом учтено 35 месторождений общераспространенных полезных ископаемых. Кирпичное сырье представлено по 17 месторождениям. Балансовые запасы промышленных категорий по всем месторождениям составляли 34675 тыс. куб. м и категории  $C_2$  - 2414 тыс. куб. м. Месторождения представлены глинами, суглинками и супесями пригодными для производства кирпича различных марок. В распределённом фонде недр находится пять месторождений кирпичного сырья: Алпатовское, Шелковское, Верхне-Наурское, Андреевское и Ножай-Юртовское.

Глина для керамзита представлена двумя месторождениями с суммарным балансовым запасом 5649 тыс. куб. м. Месторождение представлено глинами пригодными для производства керамзита марки 500.

Камни строительные представлены двумя месторождениями: Волчьи-Ворота и Брагунское. Суммарные балансовые запасы промышленных категорий - 2614 тыс. куб. м. Месторождения представлены песчаником, пригодным для производства щебня и бутового камня. Песок строительный представлен двумя месторождениями с суммарным балансовым запасом 13642 тыс. куб. м. Месторождения представлены песками для бетонов марки 300 и строительных растворов.

Песчано-гравийная смесь представлена 6 месторождениями с суммарным балансовым запасом промышленных категорий 108035 тыс. куб. м. Суммарные балансовые запасы разрабатываемых месторождений составляют 76019 тыс. куб. м. Сырье месторождений пригодно для изготовления бетона, строительства автодорог и балластного слоя железнодорожного пути.

Известняки для производства строительной извести представлены двумя месторождениями с суммарными балансовыми запасами, составляющими 3838 тыс. куб.м. Известняки могут применяться для производства извести 1-го сорта.

Песок строительный (для производства силикатного кирпича) представлен одним месторождением – Пионерское, с балансовыми запасами промышленных категорий 9098 тыс. куб. м. и категории  $C_2$  - 717 тыс. куб. м. Сырье месторождения пригодно для производства стеновых материалов из ячеистого газосиликатного бетона и силикатных изделий.

**Минеральные и теплоэнергетические воды.** В республике разведано три месторождения минеральных вод:

- Исти-су в Гудермесском районе, на базе известных источников Исти-Су, выходящих у склона Гудермесского хребта в 12-ти км юго-восточнее г. Гудермес. Разведано в 1987 г. Утвержденные эксплуатационные запасы составляют 0,766 тыс. куб. м/сут.: по категории А составили 0,731 тыс. куб.м/сутки (источники 2,3,4,5) и по категории В - 0,02 тыс. куб.м/сутки и Q - 0,015 тыс. куб.м/сутки.
- Чанты-Агунское - расположено в Шатойском районе, в 40-45 км к югу от г. Грозного, на базе известных длительное время источников в долине р. Чанты-Аргун (с. Чишки, с. Зоны). Разведано в 1985 г. Оно приурочено, к песчаникам караган-чокрака. Водовмещающими являются отложения верхнемелового возраста. Утвержденные эксплуатационные запасы составляют 0,348 тыс. куб. м/сут: по категории А - 0,233 тыс. куб. м/сутки и по категории В - 0,115 тыс. куб. м/сутки.
- Серноводское - расположено на южном склоне Сунженского хребта в районе серной балки, свое начало берет в районе Черных гор Итум-Калинского района на высоте от 700 до 800 метров над уровнем моря. Утвержденные эксплуатационные запасы составляют 0,543 тыс. куб. м/сут. Воды месторождения применяются в лечебно-оздоровительных целях. Минерализация вод, применяющихся в бальнеологических целях - 3,4-10,5 г/куб. дм. Месторождение находится в эксплуатации.

Минеральные воды могут быть базой для создания санаторно-курортного комплекса.

В республике 14 разведанных месторождений термальных вод: Гойтинское, Новогрозненское, Ханкальское, Гунюшки, Каргалинское, Герменчукское, Гудермесское,

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Комсомольское, Центрально-Бурунное, Петропавловское, Шелковское, Червленое, Дубовское, Новоцедринское. Суммарные утвержденные эксплуатационные запасы составляют 42,118 тыс. куб. м/сут. Эксплуатационные запасы геотермальных вод на территории Чеченской Республики приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Эксплуатационные запасы геотермальных вод Чеченской Республики

№ п/п	Наименование месторождений	Возраст отложений	Глубина залегания, м	Эксплуатационные запасы, м <sup>3</sup> /сутки				Температура на устье, °С
				разведанные	утвержденные	используемые	резерв	
1	Ханкальское IV-VII пласты XIII пласт XXII пласт	караган караган чокрак	1000	3100	9500	-	-	88
			1300	0				98
			1500					101
2	Гойтинское XIII пласт XXII пласт	караган чокрак	2400	1150	1150	-	-	80
			2600					87
3	Новоцедринское	чокрак	3500	1420	-	-	-	105
4	Дубовское	чокрак	3000	3300	-	-	-	95
5	Каргалинское	чокрак	3200	5000	-	-	-	100
6	Шелковское	чокрак	3600	2300	-	-	-	100
7	Червленское	чокрак	3500	5200	-	-	-	80
8	Герменчукское	караган	3200	1000	-	-	-	80
9	Гудермесское	караган	950	1000	-	-	-	60
10	Гунюшки	караган	900	1500	-	-	-	70
11	Комсомольское	караган чокрак	2710	2000	-	-	-	97
12	Новогрозненское	караган чокрак	1250- 750	3410	3410	-	-	80
13	Петропавловское	караган чокрак	3500- 800	3000	-	-	-	74
14	Центрально-Бурунное	караган чокрак	2820	3400	-	-	-	98
	<b>Всего:</b>			<b>64680</b>	<b>14060</b>			

**Леса.** Общая площадь лесов 378,0 тысяч гектаров. Общий запас древесины - 46,0 млн. куб.м. Все леса находятся в ведении лесничеств в составе министерства сельского хозяйства Чеченской Республики. Пятую часть территории Чеченской Республики занимают леса, которые представляют большую ценность для народного хозяйства.

Чеченская Республика относится к лесодефицитным районам страны. По данным учета лесного фонда на начало 2009 г., общая площадь лесов Чеченской Республики составляет 306,8 тысяч гектаров. В соответствии с указом Президента Чеченской Республики от 12.01.2007 № 2 в 2009 году в ведение лесничеств переданы леса, ранее находившиеся в пользовании у сельхозорганизаций общей площадью 71,2 тысячи гектаров. В соответствии с Лесным кодексом Российской Федерации все леса Чеченской Республики отнесены к защитным лесам.

**Водные ресурсы.** Чеченская Республика является обеспеченной водными ресурсами (как поверхностными, так и подземными) территорией Российской Федерации. Водные ресурсы республики сосредоточены в реках, озерах, водохранилищах, ледниках и в недрах земли. В связи с особенностями рельефа и климатическими условиями, в первую очередь распределением осадков, речная сеть распределена по территории республики неравномерно.

Горная часть и прилегающая к ней Чеченская равнина имеют густую, сильно разветвленную речную сеть. А на Терско-Сунженской возвышенности и в районах, расположенных к северу от Терека, рек нет. Почти все реки республики носят ярко выраженный горный характер и берут начало на высоких гребнях хребтов из родников и ледников.

Чеченская Республика имеет весьма разветвленную речную сеть. Общее количество рек составляет 3198, суммарная протяженность - 6508,8 км. Все реки относятся к речным системам Терека и Сулака бассейна Каспийского моря. Преобладающее большинство рек (>97 %) представляет собой небольшие водотоки длиной менее 10 км. Число основных рек (длиной более 10 км) - 100.

Озера в Чеченской Республике встречаются как на равнинах, так и в горной части. В зависимости от условий образования своих котловин на территории республики выделяются следующие типы озер: эоловые, пойменные, запрудные, карстовые, тектонические.

В горной части и на Терско-Сунженской возвышенности встречаются минеральные источники: серные, солено-щелочные, железо-щелочные, соленые. На Сунженском, Терском, Брагунском и Гудермесском хребтах вода некоторых источников выходит с большой глубины и имеет высокую температуру (90 °С). Воды многих минеральных и горячих источников Чеченской Республики обладают ценными целебными свойствами.

Большую роль в водоснабжении маловодных районов республики играют артезианские воды. Артезианские воды образуются там, где глубокие водоносные и водоупорные пласты залегают вогнуто. В местах, где подземные воды выходят на поверхность образуются источники или родники. Особенно много родников в горах и на Чеченской равнине. Родниковые воды широко используются для водоснабжения населенных пунктов.

### **1.2.2. Промышленность и сельское хозяйство**

Основные отрасли промышленности - нефтегазодобывающая, строительных материалов, швейная, мебельная. В сельском хозяйстве преобладают земледелие, садоводство, переработка сельхозпродукции.

В период 1991-2000 гг. Чеченская Республика превратилась в один из наиболее экономически отсталых субъектов Российской Федерации с практически полностью разрушенным экономическим потенциалом, включая промышленные предприятия, социальную инфраструктуру и жилищно-коммунальное хозяйство, объекты транспортной инфраструктуры и инженерные сети.

Глубина и характер экономических проблем разрушенного хозяйственного комплекса Чеченской Республики свидетельствуют о том, что без целенаправленной помощи государства добиться устойчивого социально-экономического развития при крайней ограниченности инвестиционных ресурсов населения и хозяйствующих субъектов не представляется возможным.

В связи с этим, одним из стратегических направлений является создание собственных мощностей, генерирующих тепловую и электрическую энергию.

**Нефтегазодобывающая промышленность.** За 2009 год общая добыча нефти по всем месторождениям, находящимся в разработке составила 1559,5 тыс. тонн, газа 586,5 млн. куб. м.

Доля нефтедобычи составляет около 90 % от общего объема промышленного производства, а нефтепереработка полностью отсутствует. Оператором по добыче и отгрузке нефти добываемой на месторождениях Чеченской Республики является дочернее предприятия ОАО «НК «Роснефть» ОАО «Грознефтегаз».

Нефтегазоперерабатывающая промышленность республики является одной из старейших в мире. Первый НПЗ построен в г. Грозном в 1887 г. Максимальная производительность нефтеперерабатывающих предприятий ПО "Грознефтеоргсинтез", 20 млн. тн. нефти в год была достигнута в начале 90-х годов.

В настоящее время ОАО «НК Роснефть» рассматривает возможность строительства на территории г.Грозного НПЗ. По поручению ОАО «НК «Роснефть» институт ОАО «Самаранефтехимпроект» разработал ТЭО и разрабатывает проектно-сметную документацию строительство НПЗ годовой мощностью 1.0 млн. тонн первичной переработки нефти с целью получения высококачественных моторных топлив и сырья для нефтехимических производств.

**Строительная деятельность.** Объем выполненных работ по виду деятельности «строительство» на территории Чеченской Республики в 2009 г. составил 27970,0 млн. рублей. Количество действующих в Чеченской Республике крупных и средних строительных организаций в 2008 г. составило 138 единиц.

**Сельское хозяйство.** В сельском хозяйстве преобладают земледелие, садоводство, переработка сельхозпродукции. Общая земельная площадь составляет 1023,3 тыс. га, в том числе

796,8 тыс. га сельскохозяйственных угодий, из них 295,1 тыс. га пашни (30% от общей земельной площади).

Производством сельскохозяйственной продукции в республике занимаются 164 крупных и средних хозяйства, 2377 крестьянских (фермерских) хозяйств, более 180 тыс. личных подсобных хозяйств. В общем объеме производства продукции в госсекторе доминирует продукция растениеводства, на ее долю приходится 68%, на долю животноводства и переработки соответственно 4,6 % и 27,4 % . Животноводческая отрасль республики в организациях занимает всего 1,5-2 %. Остальная часть сосредоточена в хозяйствах населения.

Сельское хозяйство Чеченской Республики находится на стадии становления и развития. Для гарантированного снабжения жителей республики продуктами питания часть с/х продукции и продовольствия завозится из других регионов.

Продовольственный рынок республики в среднем на 80% обеспечивается завозной продукцией, остальная часть производится в хозяйствах населения, КФХ и организациях.

**Транспорт.** Основными видами транспорта в республике являются железнодорожный, автомобильный, авиационный и трубопроводный (газопроводы).

В условиях, когда железнодорожное сообщение функционирует частично, на долю автомобильных дорог общего пользования приходится более 90% грузовых и до 95% пассажирских перевозок, парк автотранспортных средств ежегодно в республике увеличивается на 12-15%.

Общая протяженность сети территориальных автомобильных дорог общего пользования Чеченской Республики по состоянию на 01.01.2009 г. составляет 2984 км, в том числе:

- с асфальтобетонным покрытием - 1160 км.
- с гравийным покрытием - 1511 км.
- с естественным (грунтовым) покрытием - 313 км.

По территории Чеченской Республики проходят автомобильные дороги межрегионального значения протяженностью 364 км.

В разрабатываемой Стратегии социально-экономического развития Чеченской Республики на период до 2020 г. сделан упор на реализацию инфраструктурных проектов направленных на развитие транспортно-логистического комплекса республики, в том числе:

- реконструкция участка автомобильной дороги М-29 «Кавказ» на территории Чеченской Республики с доведением до уровня соответствия автомобильной дороги I категории и созданием соответствующей инфраструктуры. Протяженность дороги в пределах республики составит 121 км. Стоимость реконструкции - 2,32 млрд. рублей;
- завершение строительства автомобильной дороги Грозный - Шатой - Итум-Кале - Шатили (Республика Грузия) с включением ее в международный транспортный коридор «Север Юг», доведением ее до уровня соответствия автомобильной дороги федерального значения II категории, созданием соответствующей транспортной и социальной инфраструктуры и возможности использования ее в дальнейшем как альтернативу Транскавказской магистрали. Прогнозируемая стоимость строительства - 3,1 млрд. рублей.
- доведение плотности автомобильных дорог за счет строительства новых автодорог и реконструкции участков автодорог, до 160 км/1000 км, что позволит создать дополнительные возможности для развития транспортно-логистического комплекса Чеченской Республики и СКФО в целом;
- восстановление железнодорожного сообщения на участке Грозный-Беслан с переводом на электротягу. Прогнозируемая стоимость проекта - 3,5 млрд. рублей.

**Автомобильный транспорт.** На 1.01.2010 г. в республике функционируют 3 пассажирских предприятия: ГУП «Чечавтотранс», ГУП «Чечентрансагентство» и ГУП «Автопассажирсервис».

За период с 2001 г. по 2009 г. пассажирские предприятия Чеченской Республики довели количество обслуживаемых маршрутов до 174.

Подвижной состав в пассажирских предприятиях по состоянию на 1.01.2009 г. составляет 580 автобусов. Перевезено пассажиров за 2008 г. 10856,0 тыс. чел.

**Железнодорожный транспорт.** Протяженность железных дорог в Чеченской Республике составляет 695 км. Железнодорожный узел Грозненского отделения Северо-Кавказской железной



дороги расположен на магистрали Грозный-Гудермес-Моздок-Прохладная-Ростов (Терский ход). До станции Моздока однопутный участок. Протяженность пути на территории Чеченской Республики от станции Грозный до станции Ищерская 116 км. По Терскому ходу пропускаются транзитные поезда и составы порожних цистерн для погрузки нефтепродуктов на станции Червленная-Узловая. Поезда формируются на станции Грозный и станции Гудермес.

Фактический объем грузоперевозок по Грозненскому отделению СКЖД на 1 января 2009 г. составил 1290,22 млн.т.км, прирост к прошлому году составил - 9,2 %.

Пассажирооборот за указанный период составил 44,78 млн.п.км, прирост к аналогичному периоду прошлого года 115,5%. Перевезено пассажиров - 414807 человек, что составило 103,2 % к аналогичному периоду прошлого года.

**Воздушный транспорт.** На территории Республики функционирует один гражданский аэропорт Грозный «Северный». В настоящее время он в состоянии принимать самолеты среднего класса, пропускная способность аэровокзала - 150 - пассажиров в час. Длина взлетно-посадочной полосы - 2,8 км. Эксплуатирует гражданский аэропорт Грозный «Северный» ФГУП «Вайнахавиа». За 2009 год ФГУП «Вайнахавиа» совершено 2694 рейсов, (прирост к аналогичному периоду прошлого г. составил 65,7%). Перевезено 1355 451 пассажиров. Программой восстановления аэропорта Грозный «Северный» предусмотрено придание ему международного статуса, увеличение мощности аэропорта до 550 пасс/час на первом этапе, создание дополнительно 800 рабочих мест. Прогнозируемый объем пассажирских перевозок - до 850 тыс. чел. в год. Грузооборот планируется довести до 5356 тонн в год. Проектом предусматривается увеличение взлетно-посадочной полосы длиной до 3600 п.м. и шириной до 65 п.м. Стоимость проекта - 3938,3 млн. руб.

**Трубопроводный транспорт.** Транзитом и поставками газа на территории Чеченской Республики занимается ОАО «Чеченгазпром». За 2009 год по территории республики осуществлены транзитные поставки газа в объеме 18759,2 млн. куб. м., в том числе транзитные поставки Российским и Закавказским потребителям - 15636,0 млн. куб. м. и для нужд Республики 3123,14 млн.куб.м. Протяженность магистральных газопроводов с отводами ОАО «Чеченгазпром» в настоящее время составляет 698 км. За период с 2000 по 2009 год построено двадцать пять газорегулирующих станций (ГРС).

Реализацией газа потребителям и предприятиям внутри Чеченской Республики осуществляется ЗАО «Чеченрегионгаз». За 2009 год ЗАО «Чеченрегионгаз» поставил потребителям республики 3714,7 млн.м<sup>3</sup>, в том числе газ, полученный от ОАО «Грознефтегаз».

**Связь.** Министерство транспорта и связи Чеченской Республики - государственная структура, организующая и координирующая процесс информатизации в республике, разработало в соответствии с ФЦП «Электронная Россия», Республиканскую программу информатизации. В результате реализации данной программы будут решены как первоочередные задачи отрасли, так и стратегия развития инфокоммуникаций на перспективу. В Республике развивается инфраструктура связи. На рынке услуг связи в Чеченской Республике выступают ФГУП «Электросвязь», сотовой связи - ЗАО «Мобиком-Кавказ (Мегафон)», ОАО «ВымпелКом (Билайн)» и МТС. ФГУП «Электросвязь» за период 2002 по 2009 годы в г. Грозном, районных центрах и в отдельных населенных пунктах республики установлены и функционируют современные цифровые станции в количестве 41 единицы: из них  
- в городской местности - 13 единиц  
- в сельской местности - 28 единиц

### 1.2.3. Социальная сфера. Наука и образование

В Чеченской Республике осуществляют государственное научное учреждение "Академия наук Чеченской Республики", Комплексный научно-исследовательский институт Российской академии наук.

В 3-х ВУЗах республики обучаются 30634 человека. Выпуск специалистов в 2008 году составил 4425 человек. В учреждениях среднего профессионального образования в 2008 году обучалось 7920 человек. Подготовлено специалистов - 2015. В республике функционирует 437 общеобразовательных школ и 4 специнтерната с общим количеством обучающихся 212769 человек. Всего школ городского типа 93 с численностью учащихся 75977 человек, в 4 интернатах

численность учащихся составляет 480 человек. В сельской местности 344 школы, численность учащихся 136312 человек. В школах республики работает 14929 учителей.

#### **1.2.4. Внешнеэкономическая деятельность**

Позитивные изменения в социально-экономическом положении и стабилизация общественно-политической ситуации позволили вывести на новый уровень развития двусторонние отношения со всеми регионами Российской Федерации и административно-территориальными образованиями зарубежных стран. На сегодняшний день Чеченская Республика имеет договорные отношения с 39 субъектами Российской Федерации, а также зарубежными городами и странами - Минском (Беларусь), Стамбул (Турция), провинцией Чжэцзян (КНР).

Приоритетным направлением внешних связей Чеченской Республики является сотрудничество со странами, входящими в Организацию Исламская конференция. Основное направление сотрудничества - участие ряда государств-членов ОИК в восстановлении и социально-экономическом развитии Чеченской Республики.

#### **1.2.5. Инвестиционная политика**

Инвестиционная политика проводимая руководством республики, а также благодаря федеральным бюджетным инвестициям, позволило в Чеченской Республике за короткий срок создать полноценную базу для развития взаимовыгодных отношений с потенциальными инвесторами, перейти от этапа восстановления к устойчивому социально-экономическому развитию.

Правительством Чеченской Республики подписаны ряд Соглашений о сотрудничестве с отечественными и зарубежными инвесторами. В соответствии с данными Соглашениями заключены инвестиционные контракты и начаты работы по реализации инвестиционных проектов. Разработана схема размещения каскада Аргунских ГЭС и объектов инфраструктуры фирмой «РИКО Групп» (Республика Словения). Реализация данного проекта позволит создать собственную энергетическую базу, что будет способствовать ускорению социально-экономического развития республики.

В соответствии с Соглашением с ООО «РАТЕКС» в п. Гикало начато строительство завода по переработке мясной и рыбной продукции со сметной стоимостью 950,0 млн. руб., за счет чего будет создано 1200 рабочих мест. Южнокорейской фирмой «Ко-Чен» осуществляется строительство модульного кирпичного завода мощностью 35 млн. штук условного кирпича в год с объемом инвестиций 15 млн. \$. в с. Илсхан-Юрт, Гудермесского района.

Внебюджетные инвестиции в основном вкладывались в жилищное строительство, торговлю, общепит и в бытовое обслуживание населения.

В рамках Соглашения о взаимодействии Чеченской Республики и ОАО «Холдинг МРСК» по реализации мероприятий, направленных на повышение платежной дисциплины, обеспечение надежного электроснабжения и развитие электросетевого комплекса реализуются инвестиционные программы:

- Программа восстановления и завершения строительства пусковых объектов электроэнергетики на территории Чеченской Республики на 2011-2013 гг. на сумму 4437 млн. руб.;
- Комплексная программа мер по снижению сверхнормативных потерь электроэнергии на 2010-2012 годы в распределительных сетях на территории Чеченской Республики, Республики Дагестан и Республики Ингушетия на сумму 1 684,13 млн. руб.

В рамках Соглашения о сотрудничестве с ОАО «Газпром» ведется строительство кольцевого газопровода г. Грозного и строительство межпоселковых газопроводов в соответствии с Программой ОАО «Газпром» по газификации регионов Российской Федерации.

## 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЭК ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

### 2.1. Анализ состояния нефтегазового комплекса

Чеченская Республика является одним из старейших регионов нефтедобычи, который славился высококачественной нефтью имевшей большой спрос на мировом рынке. Нефтегазовый комплекс является базовой отраслью экономики республики, играющей главную роль в обеспечении энергетических потребностей на современном этапе. Однако в настоящее время в его развитии отмечается целый ряд неблагоприятных тенденций:

- снижение объемов добычи и запасов нефти и газа;
- недостаточные объемы геологоразведочных работ на нефть и газ;
- выраженная неравномерность распределения объемов добычи нефти по месторождениям, залежам и др.

Основная часть добытой нефти связана с Сунженской антиклинальной зоной. На втором и третьем местах по добытой нефти из меловых залежей находятся, соответственно Терская и Притеречная антиклинальные зоны. По остальным тектоническим зонам нефть добыта к настоящему времени в незначительных количествах.

Наибольшими остаточными запасами промышленных категорий характеризуется Терская антиклинальная зона. Примерно одинаковыми остаточными запасами категории А+В+С<sub>1</sub> выделяются Сунженская, Притеречная и Петропавловская тектонические зоны.

Наибольшие запасы категории С<sub>2</sub> числятся по месторождениям в пределах Петропавловской впадины.

Состояние структуры запасов и ресурсов УВ является важным составляющим при планировании геологоразведочных работ. Кратко-, и среднесрочное планирование поисково-разведочных работ на нефть и газ обычно осуществляются на основе информации предварительно – оцененных запасов и перспективных ресурсов категорий С<sub>2</sub> и С<sub>3</sub>, а долгосрочные – базируется на общем объеме неразведанной части НСР по анализируемой территории. По состоянию на 01.01.2010 г., на государственном балансе ОАО «НК «Роснефть» по территории Чеченской Республики извлекаемые запасы нефти категорий А+В+С<sub>1</sub> в целом по всем месторождениям составляют 27,496 млн.т. (рис. 2.1, таблица 2.1).

Остаточные извлекаемые запасы нефти категорий А+В+С<sub>1</sub> в целом по на 01.01.2010 г. по государственному балансу составляют 27,3 млн.т. их которых 10,8 млн.т. числятся в потерях в результате аварийных утечек, горения скважин и др.

В дальнейшем при переоценке предполагается продолжить списание запасов по месторождениям с учетом оставшихся неучтенных потерь.

Степень выработанности разведанных запасов нефти составляет 94,1% (рис. 2.2.). По основным нефтегазоносным стратиграфическим комплексам выработанность разведанных запасов категории А+В+С<sub>1</sub> составляет: нижнемеловому – 65,5 %, верхнемеловому - 81%, миоценовому - 92,2%. В тоже время несмотря на высокую изученность недр, основные нефтегазоносные комплексы характеризуются определенным количеством неразведанных запасов и ресурсов нефти и газа (рис. 2.3).

Так, предварительно оцененные запасы УВ категории С<sub>2</sub> числятся: нефти – по верхнемеловым отложениям Андреевской, Мескетинской, Северо-Джалкинской, Ильинской месторождений, альбским и барремским отложениям Горячеисточненского месторождения; свободного газа – по валанжинским и аптским отложениям Старогрозненского и Ханкальского месторождений, соответственно.

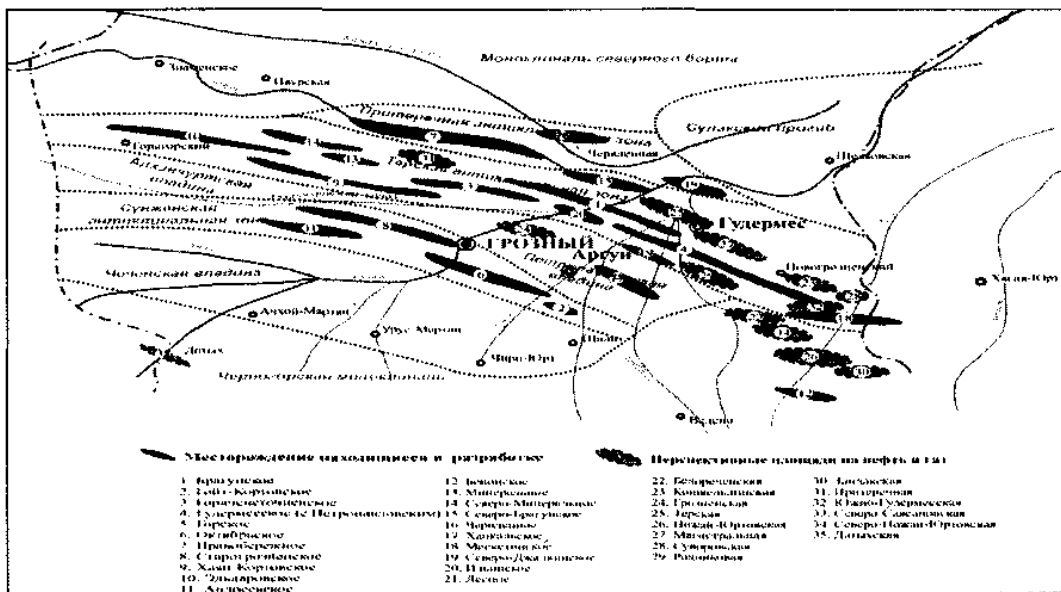


Рис. 2.1. Обзорная схема месторождений Чеченской Республики

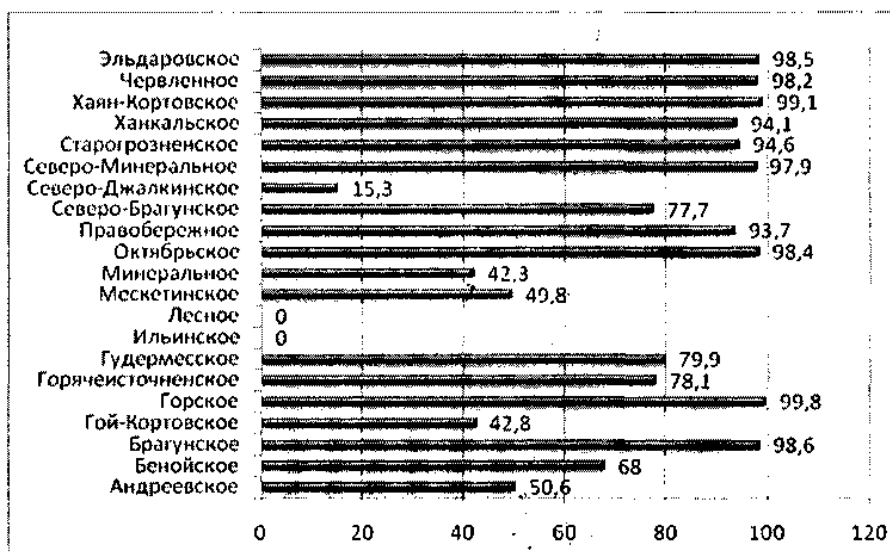


Рис. 2.2. Выработка запасов нефти, %

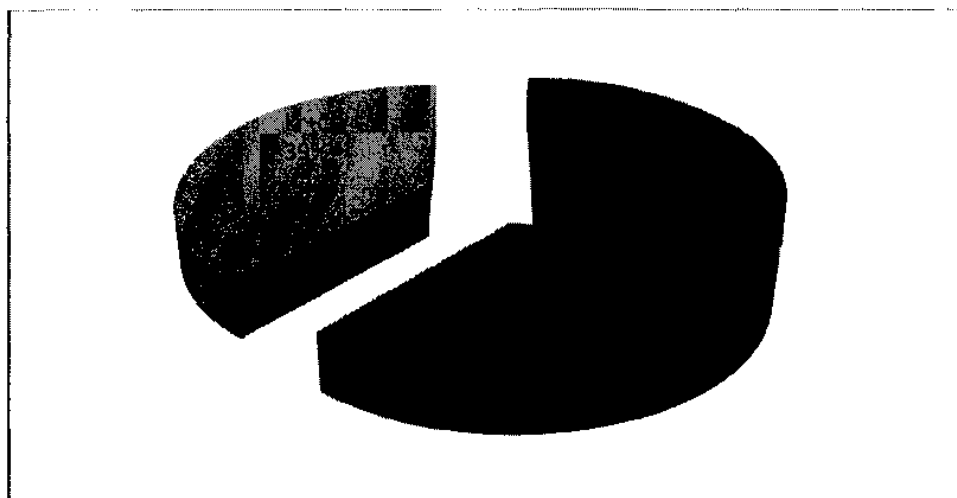


Рис. 2.3. Выработанность разведанных запасов категории A+B+C<sub>1</sub> по нефтегазоносным стратиграфическим комплексам

Перспективные ресурсы С<sub>3</sub> числятся: нефти – по верхнемеловым отложениям Кошкельдинской, Суворовской, Южно-Гудермесской, Белореченской, Притеречной, Грозненской площадей и по нескрытым горизонтам (афт) Северо-Минерального и Северо-Брагунского месторождений; свободного газа – по верхнемеловым отложениям Зандакского, Саясановского и Северо-Саясановского площадей. Более 60% прогнозных ресурсов нефти и газа категории Д<sub>1</sub>+Д<sub>2</sub> связаны с верхнеюрскими отложениями.

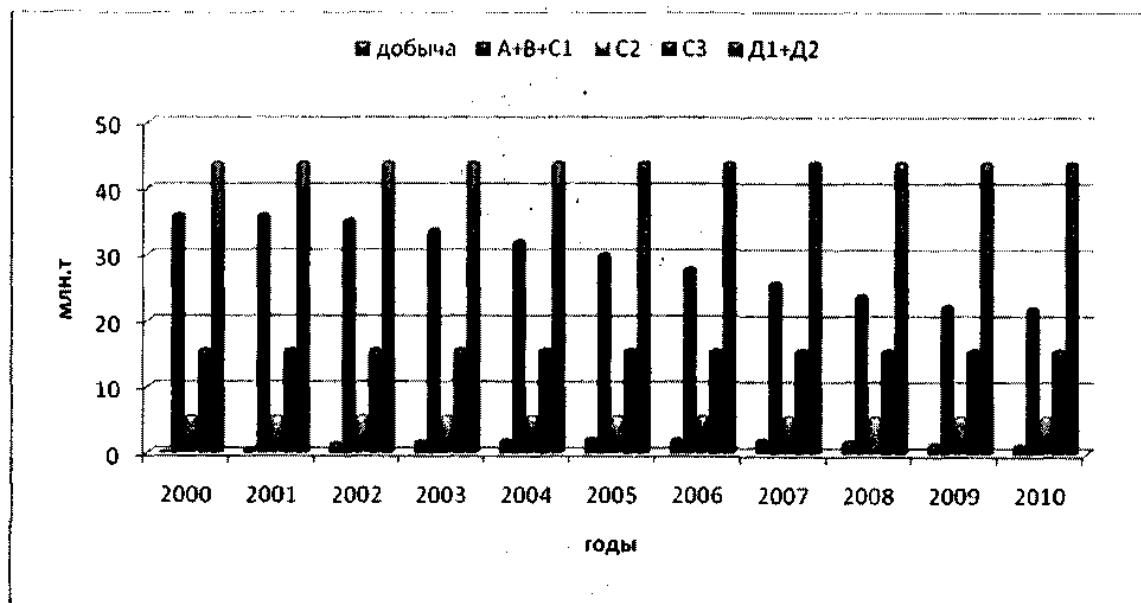


Рис. 2.4. График изменения структуры запасов и ресурсов УВ (2000 -2010 гг.)

К настоящему времени наиболее высокопродуктивные залежи нефти мезозойских отложений после длительной эксплуатации вступили в завершающую стадию разработки и по ним отмечается естественное падение добычи, которое может с каждым годом увеличиваться. Обеспеченность нефтегазодобычей запасами промышленной категории также с каждым годом сокращается, так как нет прироста запасов.

Всего по ОАО «Грознефтегаз»

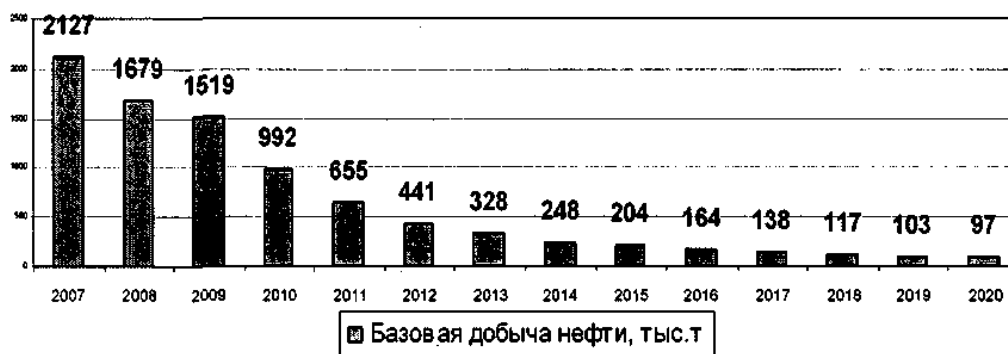


Рис. 2.5. Темпы падения базовой добычи нефти, тыс.т.

Все это может привести к резкому сокращению объемов добычи нефти в ближайшем будущем. Ввод в эксплуатацию новых скважин может только частично компенсировать падение добычи. В связи с вышеизложенным воссоздание экономического потенциала республики его дальнейший прогресс во многом будет зависеть от скорейшего возобновления геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ.

**Воспроизводство сырьевой базы.** Воспроизводство запасов нефти – главная проблема для нефтедобывающего комплекса Чеченской Республики в связи с большой выработанностью запасов. Комплексный анализ геологического строения территории, открытия новых промышленных залежей нефти в слабоизученных районах свидетельствуют о том, что ресурсный потенциал недр республики далеко не исчерпан.

Начиная с 1990 г., прирост запасов нефти за счет поисков и разведки отсутствовал в связи с отсутствием бурения, а величина ресурсов нефти ежегодно сокращалась. Все это требует выполнения значительного объема бурения скважин и сейсморазведочных работ в комплексе с другими геофизическими исследованиями.

Степень разведанности суммарных ресурсов нефти составляет: начальных 84% и текущих – 24%. Обеспеченность разведанными запасами нефти текущей добычей составляет по разным оценкам от 12 до 17 лет.

Целесообразность возобновления и активного ведения геолого-разведочных работ на нефть и газ на территории ЧР обосновывается, с одной стороны, высокой выработанностью основных месторождений нефти и значительным снижением обеспеченности нефтедобычи запасами промышленных категорий (кратности запасов), и с другой стороны, сохранением инфраструктуры нефтегазовой отрасли, наличием нефтегазоперспективных структур, подготовленных к бурению, нескрытых горизонтов в пределах ряда месторождений и других геологических объектов, представляющих поисковый интерес. В целом, планирование и постановка геологоразведочных работ необходимо осуществлять на основе принципов системного анализа.

Подавляющее количество залежей УВ вступило в завершающую стадию эксплуатации вследствие чего идет естественный процесс снижения добычи. Неосвоенные прогнозные и перспективные ресурсы нефти и газа могут быть размещены в мезозойских объектах небольших размеров и с незначительными объемами запасов.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 2.1. Запасы нефти на лицензионных участках ОАО «Роснефть», числящиеся на госбалансе с учетом потерь (согласно утвержденным актам списания) на 01.1.2010 г.

№№№	месторождения	начальные геологические запасы нефти кат.АВС1, тыс.т	начальные извлекаемые запасы нефти кат.АВС1, тыс.т	проектный КИМ, д.ед.	добыто нефти на 01.01.10г, тыс.т	КИН на 01.01.10г, д.ед.	выработка извлекаемых запасов нефти на 01.01.10г, %	остаточные извлекаемые запасы нефти кат.АВС1 по гос.балансу, тыс.т	остаточные извлекаемые запасы нефти кат.С2 по гос.балансу, тыс.т	потери нефти при горении, несанкционир. отборах и неучтенная добыча, тыс.т	остаточные извлекаемые запасы нефти кат.АВС1 с учетом потерь, тыс.т	примечание
1	Андреевское	1600	800	0,500	408	0,255	51,0	392	645	14	378	
2	Бенойское	1143	194	0,170	132	0,115	68,0	62		62	0	
3	Брагуновское	44976	32220	0,718	31760	0,710	98,6	460		198	460	потери учтены в ПЗ 2009г
4	Гойт-Кортвовское	27449	10893	0,397	4658	0,170	42,8	6235		57	6178	
5	Горское	7653	6002	0,784	5993	0,783	99,9	9		0	9	
6	Горячесточненское	39661	23134	0,583	18077	0,456	78,1	5057	1363	856	4201**	ГКЗ в 2010-2011гг
7	Гудермесское	18381	10502	0,571	8391	0,457	79,9	2111		174	1937	
8	Мескетинское	912	456	0,500	227	0,249	49,8	229	1490	115	114	
9	Минеральное	4876	2789	0,572	2072	0,425	74,3	717*		57	489	потери учтены в ПЗ 2009г
10	Октябрьское	110876	77374	0,698	76156	0,687	98,4	1218		751	467	ГКЗ в 2010-2011гг
11	Правобережное	29669	16520	0,557	15473	0,522	93,7	1047		631	416	ГКЗ в 2010-2011гг
12	Северо-Брагуновское	23211	11606	0,500	9019	0,389	77,7	2587		1050	1537	ГКЗ в 2010-2011гг
13	Северо-Джалкинское	2232	1116	0,500	171	0,077	15,3	945	1073	96	849	
14	Северо-Минеральное	1958	979	0,500	959	0,490	98,0	20		20	0	
15	Старогрозненское	193115	102923	0,533	97409	0,504	94,6	5514		897	4617	ГКЗ в 2010-2011гг
16	Ханкальское	2732	1366	0,500	1286	0,474	94,1	80		245	80	потери учтены в ПЗ 2009г
17	Хаян-Кортвовское	12855	7809	0,608	7741	0,604	99,1	68		159	68	потери учтены в ПЗ 2009г
18	Червленное	436	218	0,500	214	0,491	98,2	4		4	0	
19	Эльдаровское	38670	26772	0,695	26368	0,687	98,5	404		540	404	потери учтены в ПЗ 2009г
20	Ильинское	454	227	0,500	0	0,000	0	227	1000	0	227	
21	Лесное	220	110	0,500	0	0,000	0	110		0	110	
<b>Итого по ОАО «Роснефть»:</b>		<b>563079</b>	<b>334010</b>	<b>0,593</b>	<b>306514</b>	<b>0,553</b>	<b>91,8</b>	<b>27496</b>	<b>5571</b>	<b>5926</b>	<b>21420</b>	

Примечание\*: по месторождению Минеральное из 717 тыс.т ОИЗ 228 тыс.т числится за пределами лицензионного участка.

Примечание\*\*: по месторождению Горячесточненское с учетом переоценки запасов ожидаемые ОИЗ 3080 тыс.т., в т.ч. по К2 - 150 тыс. т.

При переоценке запасов в 2009г по месторождениям Брагуновское, Минеральное, Ханкальское, Хаян-Кортвовское и Эльдаровское списание составило 1,85 млн.т нефти, в том числе были учтены потери в объеме 1,2 млн.т.

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

В соответствии с решениями производственного совещания в Грозном от 2 февраля 2010 г. под председательством президента ОАО «НК «Роснефть» Богданчикова С.М. об увеличении объемов ГРП в 2010-2014 гг. для восполнения минерально-сырьевой базы и компенсации падающей добычи нефти, с учетом полной загрузки мощностей проектируемого ООО «РН-Чеченский НПЗ» и разработке программы мероприятий по обеспечению объемов добычи нефти не менее 1 млн. тонн в год на перспективу. Программа мероприятий ГРП на 2010-2014 гг.

ОАО «Грознефтегаз» предполагает начать строительством до 2014 г. 7 скважин (Андреевская №1016, Мескетинская №12, Северо-Джалкинская №5, Восточно-Гудермесская №214, Притеречная №№1,2, и Восточно-Грозненская (Северо-Октябрьская) №№1,2), и закончить строительством 5 скважин.

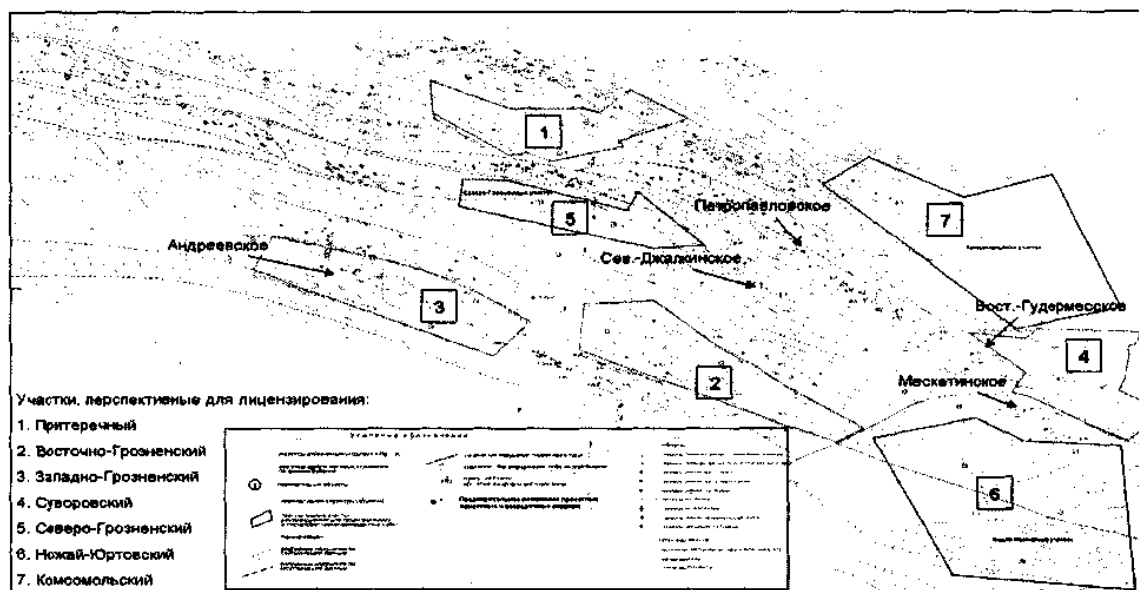


Рис. 2.6. Карта перспективных участков для проведения ГРП на территории Чеченской Республики

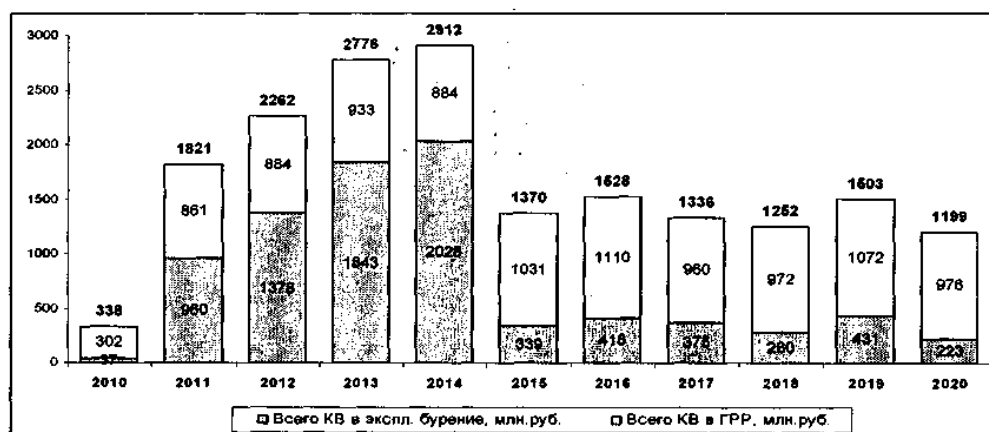


Рис. 2.7. Капитальные вложения в эксплуатационное и разведочное бурение

Ожидаемый суммарный прирост запасов нефти по категории  $C_1$  – 2,0 млн.т.

Кроме того разработана программа ГРП на период до 2020 г., в соответствии с которой, начиная с 2012 г., путём бурения новых разведочных скважин предполагается ввести в разработку



## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

2 залежи нефти на лицензионных участках и 5 залежей на перспективных участках нераспределенного фонда. Ожидаемый прирост запасов по категории C<sub>1</sub> за период до 2020 г. составит 6346 тыс. т нефти.

Таблица 2.2. Программа эксплуатационного бурения на 2010-2020 гг.

НАИМЕНОВАНИЕ УЧАСТКА, ПЛОЩАДИ	ВИДЫ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ ПО ГОДАМ												ИТОГО
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Горно-тектонический, (ГТ) бурение	№: кв. 154-100а №: кв. 151-100а кв. 112 - 60а												
Сквозь бурение (СЗ)													
Бурение (Б)		Скв. (технические работы 25,00 кв. обработка) - 27 кв.											
Сев.-Южный													
Андреевский (А)													
Горно-тектонический (на шельфе)													
Стержневой (С)													
Нижне-меловой (Н)													
Октябрьское (недр. подразд.)	закрыт скважина 3000 руб. кв.												
Стержневой (партиз.)													
Гойт-Корт (недр.) недр.-св. бур. кв-3200а, кв-600а	закрыт скважина 3000 руб. кв.	Бур. (3000), кв. Бур. (3000) 3000 кв. 31.07.11	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 20.02; 20.02 - кв. 20.02; 20.11	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 20.02; 20.11	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 20.02; 20.11	Бур (1000), кв. Бур. - 1 кв. 31.01.10 г.							
Гойт-Корт (недр.) недр.-св. бур. кв-3200а, кв-600а	закрыт скважина 3000 руб. кв.		Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 21.02; 21.12 г.	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 21.02; 21.12 г.	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 21.02; 21.12 г.	Бур (1000), кв. Бур. - 1 кв. 30.02.10 г.							
Гойт-Корт (недр.) недр.-св. бур. кв-3200а, кв-600а	закрыт скважина 3000 руб. кв.		Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 21.02; 21.12 г.	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 21.02; 21.12 г.	Б (3000), кв. 6 (1000), кв. 6 (1000), кв. 6 - кв. 21.02; 21.12 г.	Бур (1000), кв. Бур. - 1 кв. 31.01.10 г.							
Итого завод скважин	0	1	6	6	6	4	1	3	3	1	3	31	
Итого проходки, м	280	11190	16360	23010	26220	4430	6500	6600	4860	6960	2900	107500	
Затраты на бурение, млн. руб.	36,5	877 (270+27+679)	1344 (146+1178)	1837 (206+1621)	1968 (201+1754)	324 (198+126)	418 (318+100)	348 (248+100)	278 (188+119)	428 (282+143)	206 (200+6)	3053,5	
Затраты на ГР (модернизация, ПЭП, оборудование, дороги)	0	66,6	34	16,2	34,1	16	7,6	36,2	10	6,8	10,1	231,6	
<b>ИТОГО ЗАТРАТ, млн. руб.</b>	<b>36,5</b>	<b>943,6</b>	<b>1378</b>	<b>1853,2</b>	<b>2002,1</b>	<b>339</b>	<b>425,6</b>	<b>384,2</b>	<b>288</b>	<b>434,8</b>	<b>216,1</b>	<b>3285,1</b>	

Общие капитальные вложения за 2010-2020 гг. – 18 297,3 млн. руб., в т.ч.: ГРР – 9 985,7 млн. руб., эксплуатационное бурение – 8 311,6 млн. руб. При этом следует учитывать, что поисково-разведочные работы связаны с рисками геологического и технического характера, которые могут повлиять на показатели эффективности ГРР.

Приоритетными наиболее эффективными направлениями ГРР на территории ЧР являются:

- миоценовое (карагано-чокракское),
- верхнемеловое,
- нижнемеловое – альб-аптское,
- валанжин-верхнеюрское (при наличии технических средств для бурения, испытания и эксплуатации скважин).

**Миоценовое направление.** Перспективы нефтегазоносности по этому направлению связано с поисками залежей нефти в основном в неантиклинальных ловушках погруженных зон. Последние открытие по этому направлению было сделано в 1957 г. на площади Гойт-Корт, где залежь нефти приурочена к нижнечокракским отложениям (структурно-литологическая ловушка)

С 60-х годов на ряде новых площадей осуществлялось бурение поисковых и параметрических скважин. При этом в пределах площадей Курчалой, Ножай-Юрт, Черные горы были отмечены признаки нефтенасыщения песчаных коллекторов, что свидетельствует об их перспективности. Наиболее благоприятными объектами для поисков структур в этих отложениях

является прибортовые зоны синклиналичных зон, район Гонсольского выступа и северное погружение Черногорской моноклинали.

**Верхнемеловое направление.** Данное направление является одним из основных. В разработке по этому направлению находятся 19 нефтяных залежей, в том числе высокопродуктивные- Старогрозненская, Октябрьская, Эльдаровская, Брагунская и др. Два месторождения продолжают находится в числе разведываемых. Перспективы открытия новых залежей УВ связаны прежде всего с погребенными поднятиями Петропавловской впадины и Бенойской складчатой зоны. Первоочередными объектами для постановки поискового бурения с целью поисков залежей УВ являются: Грозненская, Притеречная, Суворовская, Северо-Эльдаровская, Южно-Червленная и др. Практически остается неизученной Чеченская впадина, где верхнемеловые отложения залегают на доступных бурению глубинах. Данное направление характеризуется достаточно хорошей изученностью, разработанной технологией бурения.

**Нижнемеловое направление.** Запасы нижнемеловых залежей УВ как правило значительно ниже верхнемеловых. Их нефтегазоносность прогнозируется на ряде новых площадей и тектонических зон. В пределах Петропавловской впадины на Ханкальском месторождении открыта газовая залежь, характеризующаяся жесткими термобарическими условиями. Она законсервирована из-за отсутствия соответствующего оборудования.

**Валанжин-верхнеюрское направление.** По этому направлению были установлены залежи УВ в пределах ряда площадей Терско-Сунженской нефтегазоносной области - Малгобек-Вознесенской, Датыхской, Старогрозненской, Харбижинской и др. Так на Старогрозненском месторождении в отложениях валанжина открыта газовая залежь с высоким содержанием сероводорода. Перспективы открытия новых скоплений УВ можно связывать с такими площадями как Горячеисточненская, Ханкальская, Брагунская и др. Здесь прогнозируются преимущественно газовые залежи с содержанием сероводорода.

Несмотря на высокую степень изученности территории ЧР здесь имеются значительные перспективы для увеличения ресурсной базы нефтегазовой отрасли. Основными путями наращивания ресурсов и запасов нефти и газа являются:

– освоения слабоизученных зон (Черногорская зона, Чеченская впадина и др.), глубоководных горизонтов (юра, пермо-триас) путем проведения региональных геофизических исследований в комплексе с параметрическим бурением (прирост прогнозных ресурсов УВ);

– выявления и подготовка новых геологических объектов структурного, неструктурного и комбинированного типов в нефтегазоносных комплексах отложений в пределах прибортовых зон Передовых складок, синклиналичных зонах и Черногорской моноклинали путем проведения поисковых и детальных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ и структурно-поискового бурения (прирост перспективных ресурсов  $C_3$ );

– проведения поискового бурения в пределах подготовленных структур, в первую очередь Притеречной, Северо-Эльдаровской, Суворовской (Кошкельдинской), Турбинной и др. и на нескрытые горизонты отдельных месторождений (Северо-Брагунское, Северо-Минеральное, Северо-Джалкинское, Петропавловское и др.);

– доразведка месторождений по которым числятся запасы категории  $C_2$  (Мескетинское, Северо-Джалкинское, Андреевское и др.) с учетом изменений структурных планов в результате переинтерпретации сейсмических материалов.

В стратегическом плане развития отрасли в высокоосвоенных регионах с падающей добычей, каковым является и рассматриваемый регион, должно быть предусмотрено изучения и освоения наряду с традиционными, также альтернативных источников УВ-сырья («синтетическая нефть», «биогаз», тяжелая нефть из нефтенасыщенных пород и др.).

С целью повышения эффективности нефтегазового производства необходимо комплексное использование УВ-сырья с глубокой переработкой нефти, растворенного газа и пластовых вод месторождения нефти и газа с максимально возможным извлечением ценных компонентов.

**Прогноз добычи нефти и газа до 2020 г.** С учетом проведения комплекса ГРП и геотехнических мероприятий на существующих скважинах планируется получение прироста добычи нефти по следующим месторождениям и скважинам (таблица 2.3.).

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Одновременно с нефтью добывается попутный нефтяной газ при разработке нефтяных месторождений.

**Нефтепереработка.** В настоящее время нефтеперерабатывающие заводы в Чеченской Республике отсутствуют. Вся добываемая нефть вывозится для переработки за пределы республики. В 2015-19 гг. ОАО «НК «Роснефть» в г. Грозном планирует строительство НПЗ мощностью 1 млн. тонн, с выработкой: бензина Евро-95/4 369 тыс.т., дизтоплива Е5 – 444 тыс. т., мазута товарного -68,4 тыс. т., рефлюкса - 6,6 тыс. т. и др. продуктов.

Таблица 2.3. Прогноз добычи нефти по месторождениям Чеченской Республики

№№ п/п	Площадь, месторождение,	Прирост запасов	Дебит	Добыча нефти по годам, тыс.тн.							ИТОГО тыс.тн.		
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020
<b>ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ</b>													
1	Андреевская, 1016 (К2)	350	120	25	42	40	38	38	34	30	28	305	
2	Сев.Джалгинская, 5 (К2)	530	100	12	35	35	35	35	34	33	33	268	
3	Мескетинская, 12 (К2)	520	80		17	28	28	28	28	27	27	212	
4	Притеречная, 1(К2)	300	160			48	57	57	54	50	22	340	
6	Притеречная, 2 (К2)	388	160			24	57	57	54	53	51	296	
8	Вост.-Гурьевская, 214 (К2)	283	80			27	28	28	28	27	27	185	
7	Суворовская, 1 (К2)	340	80				18	28	28	28	28	131	
8	Петропавловская, 5 (К2)	500	120					9	42	42	42	136	
9	Притеречная, 3(К2)	390	160					48	57	57	54	216	
10	Притеречная (Правобережная), 4 (К2)	380	160						31	57	57	144	
11	Горячевисточн., 135 (К1)	260	40						10	14	14	39	
12	Горячевисточн., 146 (К1)	260	40							7	14	21	
<b>ИТОГО:</b>		<b>4611</b>		<b>37</b>	<b>94</b>	<b>182</b>	<b>209</b>	<b>259</b>	<b>321</b>	<b>397</b>	<b>428</b>	<b>398</b>	<b>2 291</b>
<b>ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА</b>													
13	Сев.Октябрьская, 1 (Вост.Грозн.уч.)(К2)	300	120			18	42	42	41	40	39	37	260
14	Сев.Октябрьская, 2 (Вост.Грозн.уч.)(К2)	340	120					33	42	42	41	38	197
15	Астуринская, 1 (К2)	255	100						18	35	35	34	123
16	Зап.Ханкальская, 1(К2)	250	100								27	35	62
17	Сев.Грозненская, 1(К2)	350	110									30	30
18	Зап.Грозненская, 1 (К2)	340	110									17	17
<b>ИТОГО:</b>		<b>1836</b>				<b>18</b>	<b>42</b>	<b>76</b>	<b>101</b>	<b>118</b>	<b>143</b>	<b>191</b>	<b>689</b>
<b>ИТОГО:</b>		<b>6346</b>		<b>37</b>	<b>94</b>	<b>170</b>	<b>252</b>	<b>336</b>	<b>422</b>	<b>515</b>	<b>569</b>	<b>687</b>	<b>2980</b>

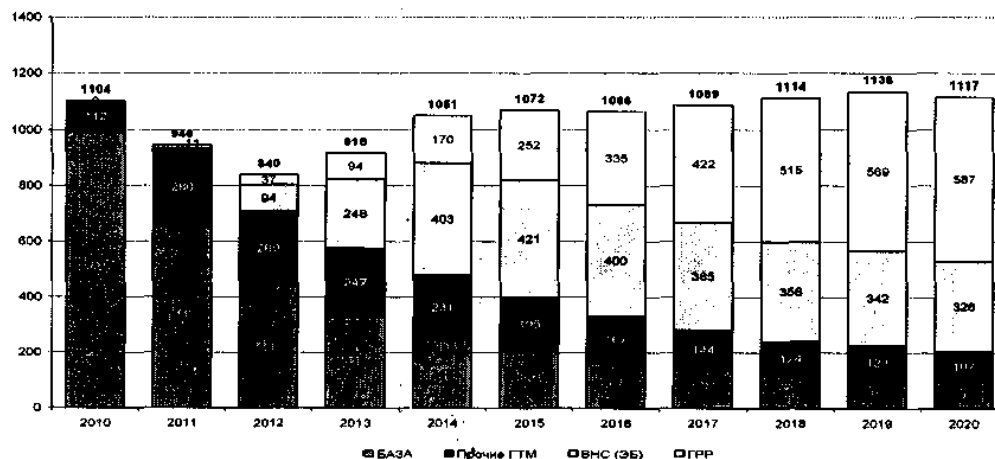


Рис. 2.8. Прогноз добычи нефти по разрабатываемым месторождениям и вовлекаемым в разработку после проведения ГРП и ГТМ

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Табл. 2.4. Прогнозируемые уровни добычи нефти (тыс.т) с учетом геологоразведочных работ

№	месторождение	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
1	Андреевское	2,8	1,7	1	0,6	5,3	35	34,1	25,5	20,5	18,5	18,2	16,9	12	11,8	11,6	11,3	11,2	11	10,9	10	10	10	10	
2	Брагуновское	36,3	35,2	34,6	34	33,5	32,9	30	26,8	17	11,5	11	10	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
3	Гойт-Кортвовское	38,3	40,1	43,7	45,2	48,4	48,5	46,5	41,4	25	23,8	23,4	21	18,9	17,8	17,5	17,3	17,2	17,1	17	16,9	16,8	16,7	16,5	
4	Горское	2,8	2,6	2,4	2,1	1,4	0,6																		
5	Горячесточненское	239	207	185	183	181	189	187	166	157	163	161	155	141	131	136	135	132	130	102	96	96	94	90	
6	Гудермесское	10	7	4,9	3,5	3,4	3,1	3,1	3	3,3	3,2	3,2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
7	Мескетинское						14,3	28,7	28,7	28,5	28,3	28	23	20	20	20	20	20	20	18,4	18	17,9	16,9	16,7	
8	Минеральное	75	60,3	45	18	15,3	15	9,4	8,4	6,8	4	2	0												
9	Октябрьское	300	244	177	130	96,3	70,2	70,5	70	67,5	62	61,5	59	56	54	53	52	50	49	48	46	45	44	40	
10	Правобережное	28,8	32,3	36,7	40,9	41,2	37,5	36,8	33,3	20,5	19	18,8	16,2	15,6	15,2	14,9	14,4	14,3	13,9	12,2	10,9	10,3	9,5	8,6	
11	Северо-Брагуновское	415	371	309	248	221	196	191	168	151	131	129	124	107	98	96	95	93	90	87	84	82	81	80	
12	Северо-Джалкинское	16,6	13,7	11,6	10,8	10,3	12,7	23,5	38	35,8	33	31	24	19	15,8	15,3	15	14,1	13,9	13,5	13,2	12,5	11,9	11	
13	Северо-Минеральное	0,2	1,3	3,5	3,3	3,1	2,9	2,6	2,4	1,6	0,8														
14	Старогрозненское	704	651	649	644	644	639	637	565	538	469	387	337	320	309	305	299	285	259	237	224	204	168	130	
15	Ханкальское	4,7	3,5	2,7	1,8	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
16	Хаян-Кортвовское	7,3	7,2	6,2	4,3	2,9	1,9	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1	0,8	
17	Червленное	0,3	0,6	0,6	0,55	0,51	0,48	0,4																	
18	Эльдаровское	19,5	18,9	18,7	18,5	18,3	18,1	18	16,5	10,6	9,8	9	7,5	4,3	4,2	4,2	4,1	4	3,8	3,5	3	2,5	2	1	
	<b>ИТОГО:</b>	<b>1900,6</b>	<b>1697,4</b>	<b>1531,6</b>	<b>1388,6</b>	<b>1327,4</b>	<b>1300,3</b>	<b>1321,6</b>	<b>1195,7</b>	<b>1085,8</b>	<b>979,6</b>	<b>885,8</b>	<b>799,3</b>	<b>728,5</b>	<b>690,4</b>	<b>687,1</b>	<b>676,4</b>	<b>654,3</b>	<b>621,1</b>	<b>562,9</b>	<b>535,4</b>	<b>510,3</b>	<b>467,2</b>	<b>416,8</b>	

## **2.2. Анализ состояния и развития энергосистемы Чеченской Республики в 2001-2009 гг.**

Основным производителем тепловой и электрической энергии в Чеченской Республике является ОАО «Нурэнерго». ОАО «Нурэнерго» является гарантирующим поставщиком электрической энергии в Чеченской Республике. Протяженность электрических сетей высокого напряжения составляет 2,3 тыс. км, среднего – более 3,6 тыс. км и низкого – более 5 тыс. км. Сетевые предприятия ОАО «Нурэнерго» эксплуатируют более 3 тыс. трансформаторов и комплексных подстанций.

В 2012 году после реконструкции полностью войдет в строй Аргунская ТЭЦ (ранее именовалась ТЭЦ-4), мощностью 50 МВт по электроэнергии и 104 Гкал/ч тепловой энергии.

Основные проблемы энергетической отрасли Чеченской Республики следующие:

- отсутствие собственных генерирующих мощностей;
- значительный физический и моральный износ основных производственных фондов: физический износ достигает 52,8 %. Такая ситуация объясняется необходимостью значительных капитальных вложений, высокими сроками окупаемости мероприятий по модернизации предприятий энергосистемы.
- ориентация энергосистемы на один вид топлива (природный газ).

### **2.2.1. Анализ потребления электрической и тепловой энергии.**

#### **Краткая характеристика состояния сетевого комплекса**

Распределительные электрические сети ОАО «Нурэнерго» охватывают территорию Чеченской Республики, входят в Объединённую энергосистему Юга. Сетевое хозяйство Чеченской Республики находится в процессе восстановления, однако темпы восстановления воздушных линий и трансформаторных подстанций не удовлетворяют возрастающим потребностям экономики Республики в электроэнергии.

Чеченская энергосистема связана с энергосистемами:

- Республики Ингушетия (три ВЛ 110 кВ - две из которых требуют восстановления);
- Ставропольского края (две ВЛ 110 кВ);
- Республики Северная Осетия-Алания (одна ВЛ 330 кВ и две ВЛ 110 кВ);
- Республики Дагестан (одна ВЛ 330 кВ и три ВЛ 110 кВ).

Основным центром питания потребителей Чеченской Республики является ПС 330 кВ «Грозный», электроснабжение оставшейся части потребителей осуществляется по межсистемным ВЛ 110 кВ в консольном режиме.

В регионе имеет место дефицит мощности, обусловленный наличием единственного центра питания и слабыми межсистемными связями со смежными энергосистемами при отсутствии собственных источников генерации. Исторически сложившаяся ненадежная схема радиального построения электрической сети не обеспечивает возможность полноценного резервирования центров питания 35, 110 кВ. Около трети подстанций 35, 110 кВ введены в эксплуатацию по однострансформаторной схеме с односторонним питанием без возможности резервирования.

В связи с недостаточной пропускной способностью и неудовлетворительным техническим состоянием воздушных линий и оборудования основной сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» неоднократно возникали ситуации, приводящие к нарушению электроснабжения потребителей.

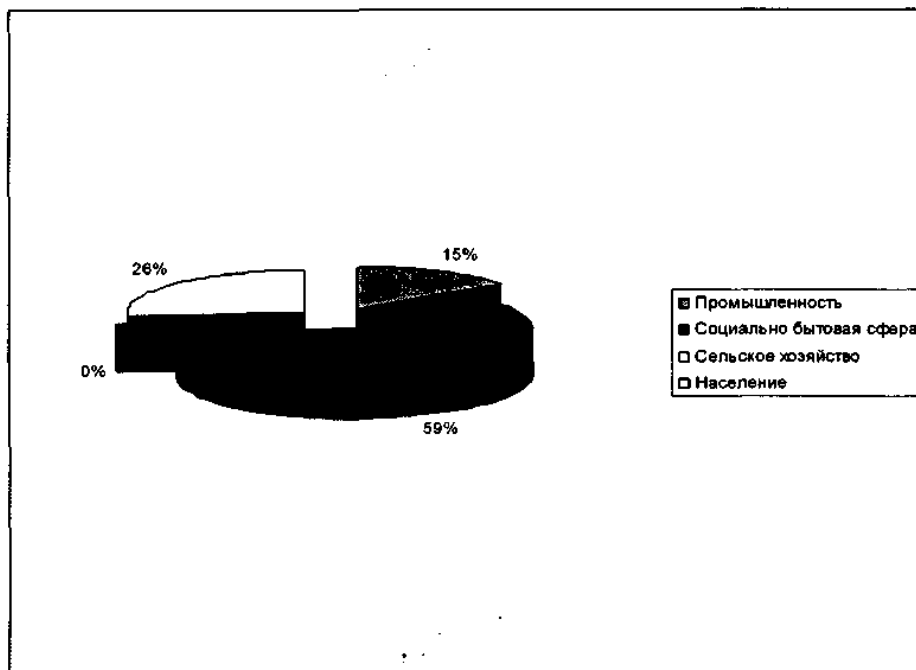


Рис. 2.9. Структура потребления электрической энергии отраслями народного хозяйства Чеченской Республики в 2009 г.

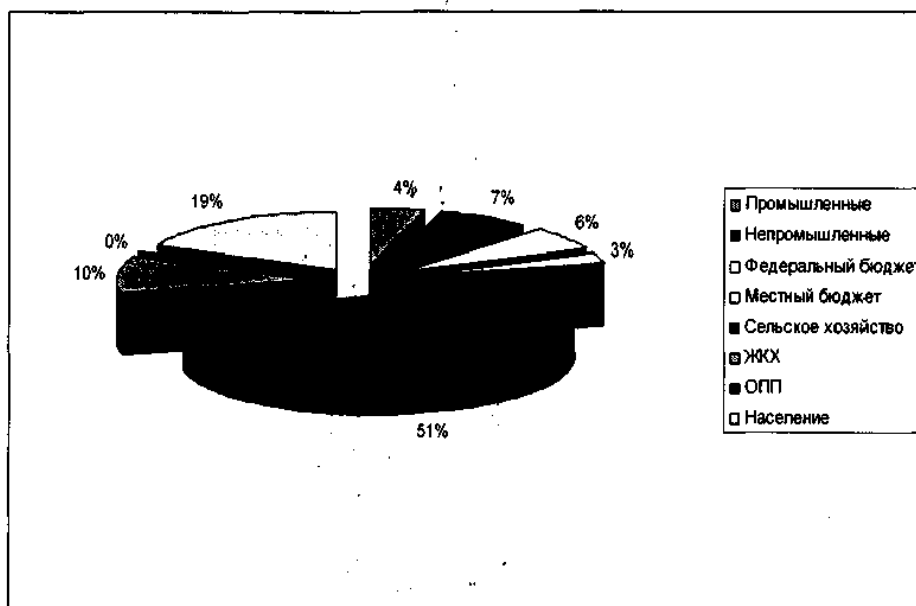


Рис. 2.10. Структуру потребления электрической энергии в 2009 г.

Таблица 2.5. Перечень подстанций, накладывающих сетевые ограничения

Наименование ПС	Однотрансформаторная ПС	Электроснабжение ПС от одного источника	Предлагаемые мероприятия по устранению сетевых ограничений
ПС 110 кВ Восточная	+		Установка 2-го трансформатора 16 МВА
ПС 110 кВ Южная	+	+	Замена существующего трансформатора на 25 МВА, установка 2-го трансформатора 25 МВА.
ПС 110 кВ Холодильник	+	+	Установка 2-го трансформатора 25 МВА
ПС 110 кВ Октябрьская	+	+	Установка 2-го трансформатора 16 МВА
ПС 110 кВ Алпатова	+		Установка 2-го трансформатора 6,3 МВА
ПС 110 кВ Шелковская	+		Установка 2-го трансформатора 10 МВА
ПС 110 кВ Каргалиновская	+		Установка 2-го трансформатора 10 МВА
ПС 110 кВ Ищерская			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Наурская			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Горец			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Самашки			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Северная			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Ойсунгур			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Гудермес			Увеличение трансформаторной мощности
ПС 110 кВ Шали			Увеличение трансформаторной мощности

Таблица 2.6. Сведения по энергосбытовой деятельности ОАО "Нурэнерго" в разрезе основных групп потребителей электроэнергии

Потребители	Объем продаж, тыс. руб.					
	2007 г.	2008 г.	2009 г.	январь	февраль	вместе
<b>Промышленные</b>	83 784,00	107 980,93	112 209,86	10 443,40	8 520,93	18 964,33
<b>Непромышленные</b>	66 645,00	111 829,56	187 452,22	17 260,54	14 718,51	31 979,05
<b>Федеральный бюджет</b>	109 771,00	100 183,93	163 389,01	15 174,78	21 526,88	36 701,66
<b>Местный бюджет</b>	31 972,00	52 849,65	72 773,50	7 009,71	5 856,11	12 865,82
<b>Сельское хозяйство</b>	4 461,00	3 132,29	7 042,23	739,94	1 116,79	1 856,73
<b>ЖКХ</b>	104 237,00	143 878,19	260 334,71	21 259,40	17 941,88	39 201,28
<b>ОПП</b>	355 277,00	780 768,90	1 255 691,19	175 376,86	130 087,93	305 464,79
<b>Население</b>	266 332,00	367 634,67	455 173,27	50 606,12	51 634,10	102 240,22
<b>Итого</b>	<b>1 022 479,0</b>	<b>1 668 258,11</b>	<b>2 514 066,0</b>	<b>297 870,8</b>	<b>251 403,0</b>	<b>549 273,7</b>

В связи со стабилизацией социально-экономической ситуации, увеличением объемов производства в последние годы наблюдается рост потребления электрической и тепловой энергии, при этом опережающими темпами растет объем потребления электрической энергии.

В 2009 г. доля населения в электропотреблении на территории Чеченской Республики составила 26,3 % при среднероссийском показателе 9,8 %.

Доля населения в структуре полезного отпуска является значимым фактором операционной эффективности и финансовой устойчивости региональных энергокомпаний. В частности, доля бытового потребления существенно влияет на объем потерь электроэнергии, возникающих при ее передаче сетевой компанией по распределительным сетям и являющихся источником прямых убытков.

Прогнозируется рост потребления электрической энергии: в 2015 г. – на 10-22 % по сравнению с 2009 г., в 2015 г. – на 28-30 %, а к 2030 г. – на 55-65 %. Соответственно будут расти и пиковые нагрузки энергосистемы (до 3360 МВт к 2030 г.).

Вместе с тем уровень потерь в сетях ОАО «Нурэнерго» составляет 37,6 % (из них в сетях – 22,98 %) и является одним из самых высоких в стране (значения сетевых потерь в промышленно развитых странах мира составляет 4-5 %). Это связано с физическим износом основных фондов и с значительной дебиторской сальдированной задолженностью потребителей по оплате за электроэнергию.

### **2.2.2. Структура производства электрической и тепловой энергии**

Единственной генерирующей мощностью является Аргунская ТЭЦ, которая находится в стадии реконструкции: после ввода станции в эксплуатацию после реконструкции ее мощность составит: по электричеству – 50,0 МВт и теплу – 104,0 Гкал.

В связи со стабилизацией общей экономической ситуации в Чеченской Республике и ростом промышленного производства в последние годы наблюдается увеличение потребления электрической и тепловой энергии.

В настоящее время значительная часть тепловой энергии производится децентрализованными источниками на ведомственных котельных.

В 2009-10 гг. в пробном режиме производился отпуск тепла в зимний период для центральной части г. Аргун от Аргунской ТЭЦ. В перспективе планируется перевести на централизованное теплоснабжение г. Грозный за счет ввода в действие Грозненской ТЭС.

Кроме того, в связи с началом полноценного функционирования оптового рынка электрической энергии перед энергосистемой республики ставится задача выхода на общероссийский рынок с предложениями по продаже электрической энергии (не менее 2 млрд. кВтч к 2020 г. с учетом ввода новых генерирующих мощностей).

Планируется к 2015 году:

- - Вывести на полную мощность работу Аргунской ТЭЦ с выработкой; 410 тыс. кВтч и 560 тыс. Гкал в год.
- - Закончить строительством Грозненскую ТЭС с выработкой: электроэнергии - 2,73 млн. тыс. кВтч, тепла – 1,053 млн. Гкал в год;
- - 1-ю очередь каскада ГЭС на р. Аргун с установленной мощностью 81 МВт выработкой 355,6 млн. кВтч;
- - МГЭС на Промышленном канале и Чернореченском водохранилище общей мощностью 8 МВт и выработкой 44,6 млн. кВтч;
- - Оборудование 5-и крупных ГРС детандер-генераторными установками общей мощностью 11,3 МВт и выработкой до 100 млн. кВтч;
- - Строительство 1-ой очереди ветропарка с установленной мощностью- 12 мВт и годовой выработкой – 9,8 млн. кВтч/год.



### **3. ПОДПРОГРАММА «Развитие электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030 г.»**

#### **3.1. Анализ функционирования и развития электроэнергетики Чеченской Республики в 2001-2009 гг.**

##### **3.1.1 Электропотребление и электрические нагрузки**

В настоящее время на территории Чеченской Республики функционирует один субъект ОРЭМ – ОАО «Нурэнерго», образованное в октябре 2001 г. В 1997 году электропотребление Чеченской энергосистемы составило 1103 млн. кВт.ч. В 1998 г. рост электропотребления энергосистемы составил 10,6 %. В ходе военных действий 1999-2000 гг. электропотребление республики упало на 730 млн. кВт.ч или на 60 % и в 2000 году составило 490 млн. кВт.ч. С 2001 года наблюдается стабильный рост электропотребления. Среднегодовой рост электропотребления в 2001-2009 гг. (за 9 лет) составил 17,5%.

Электропотребление на территории Чеченской Республики в 2009 году составило 2088,5 млн. кВт.ч и увеличилось по сравнению с 2008 г. на 84,6 млн. кВт.ч или на 4,2 %. В 2008 году рост электропотребления составил 12,3 %, а в 2007 г. -10,3 %.

Собственный максимум нагрузки Чеченской энергосистемы в 1997 году составил 261 МВт. За период 1998-2001 гг. он снизился до 172 МВт или на 34%. В период 2002-2009 гг. средний рост собственного максимума составил 11,7 %.

В 2009 году собственный максимум нагрузки Чеченской энергосистемы составил 416 МВт и увеличился по сравнению с 2008 годом на 2 МВт или на 0,5 %. В 2008 году рост составлял 11,9 %, а в 2007 г. – 7,9 %.

Число часов использования собственного максимума нагрузки в Чеченской энергосистеме в 2009 г. составило 5020 часов, а в 2008 году-4840 часов. В таблицах 3.1 и 3.2 приведены динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования Чеченской энергосистемы в 1997-2009 гг.

##### **3.1.2 Покрытие потребности энергосистемы в электроэнергии**

Функционировавшие на территории Чеченской Республики электростанции, суммарной установленной мощностью 489,2 МВт, были разрушены в период боевых действий 1994-1996 гг. и с тех пор электроснабжение потребителей республики осуществляется от других энергосистем. В 2002 году списано всё генерирующее оборудование Грозненских ТЭЦ – 1,2,3,4 суммарной мощностью 489,2 МВт.

Покрытие потребности энергосистемы Чеченской Республики в мощности и электроэнергии в 2002-2005 гг. обеспечивалось перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем, а с 2006 г. после ввода ПС 330 кВ Грозный и по сети 330 кВ.

В максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 года в 18-00 часов потребление Чеченской энергосистемы составляло 401,4 МВт и покрывалось следующим образом:

-от Дагестанской энергосистемы 91,5 МВт, в том числе: по ВЛ 330 кВ – 21 МВт, по сети 110 кВ – 70,5 МВт;

-от Северо-Осетинской энергосистемы 249,3 МВт, в том числе: по ВЛ 330 кВ -173,6 МВт, по сети 110 кВ – 75,7 МВт;

-от Ингушской энергосистемы 42,4 МВт;

-от Ставропольской энергосистемы 18,2 МВт.

Покрытие потребности в электроэнергии Чеченской энергосистемы в 2009 году (2088,5 млн. кВт.ч) осуществлялось следующим образом:

-от Дагестанской энергосистемы 1563,2 млн. кВт.ч;

-от Северо-Осетинской энергосистемы 288,7 млн. кВт.ч;

-от Ингушской энергосистемы 163,1 млн. кВт.ч;

-от Ставропольской энергосистемы 73,4 млн. кВт.ч.

На рис. 3.1-3.14 приведены структурные схемы балансов мощности для зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки Чеченской энергосистемы в 2006-2009 гг.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

**Таблица 3.1 - Динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования в 1997-2009 гг.**

Годы	Максимум нагрузки		Электропотребление		Число часов использования максимума нагрузки
	МВт	% изменения к предыдущему году	млн. кВт.ч	% изменения к предыдущему году	
1997	261		1103		4226
1998	260	-0,4	1220	10,6	4692
1999	220	-15,4	830	-32,0	3773
2000	174	-20,9	490	-41,0	2816
2001	172	-1,2	793	61,8	4610
2002	233	35,5	917	15,6	3923
2003	248	6,4	1144	24,8	4613
2004	287	15,7	1326	15,9	4620
2005	296	3,1	1463	10,3	4942
2006	343	15,9	1597	9,2	4720
2007	370	7,9	1759	10,2	4825
2008	414	11,9	1965	11,7	4840
2009	416	0,5	2058	4,7	5020

**Таблица 3.2 - Нагрузка и показатели режима электропотребления Чеченской энергосистемы в характерные периоды времени года и суток за 2006-2009 гг.**

Наименование режима и показателей	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
<b>Зимний режимный день</b>	20.12.2006 г.	19.12.2007 г.	17.12.2008 г.	16.12.2009 г.
Максимум нагрузки	314	361	392	401
Минимум нагрузки	215	259	298	286
<b>Летний режимный день</b>	21.06.2006г.	20.06.2007г.	18.06.2008г.	17.06.2009г.
Максимум нагрузки	158	151	266	275
Минимум нагрузки	111	101	160	174
Суточная неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>мин</sub> /Р <sub>мах</sub> ) % графика рабочего дня				
зима	0,685	0,720	0,760	0,713
лето	0,702	0,670	0,601	0,633
Годовая неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>мах. летн./Р<sub>мах. зимн.</sub>),%</sub>	0,503	0,418	0,678	0,685

### 3.2. Электрические сети

#### 3.2.1. Характеристика электрических сетей

В энергосистеме Чеченской Республики электрические сети развиваются на напряжении 110 и 35 кВ. По территории энергосистемы проходит транзитная электропередача 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт, которая является питающей ВЛ для ПС 330 кВ Грозный.

Электропередача 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт была восстановлена в 2003 году. ПС 330 кВ Грозный – единственный и основной центр питания сети 110 кВ на территории Чеченской энергосистемы, была восстановлена в 2006 г. с одним АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА. Второй АТ 330/110 кВ 125 МВА на ПС Грозный введен в эксплуатацию в 2009 г.

Сети напряжением 330 кВ находятся в собственности ОАО «ФСК ЕЭС» и эксплуатируются его региональным филиалом – МЭС Юга.

Электрические сети напряжением 10, 35 и 110 кВ в основном находятся в собственности и эксплуатируются ОАО «Нурэнерго».

Таблица 3.3 - Суммарная протяженности ВЛ 35 и 110 кВ, количество и мощность трансформаторов на ПС 35 и 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики на 1.01.2010 г.

Линии электропередачи	Напряжением		Всего
	110 кВ	35 кВ	
Протяженность ВЛ в одноцепном исчислении, км	1025,1	1082,2	2107,3
Подстанции	С высшим напряжением		Всего
	110 кВ	35 кВ	
Количество ПС, шт.	26	75	101
в т.ч. ОАО «Нурэнерго»	23	59	82
Мощность трансформаторов, МВА	748,5	388,7	1137,2
в т.ч. ОАО «Нурэнерго»	632,5	287,7	920,2

В 2006-2009 гг. в Чеченской энергосистеме введена одна новая ПС 110 кВ № 84 с одним трансформатором мощностью 16 МВА (1-я очередь). Практически построена и будет введена в 2010 г. в эксплуатацию ПС 110 кВ Консервная с двумя трансформаторами по 16 МВА.

На действующей ПС 110 кВ «Ойсунгур» произведена замена трансформатора 16,0 МВА на 25,0 МВА, а на ПС 110 кВ ПС «ГРП» введен в работу трансформатор Т-3 мощностью 16 МВА.

Всего на ПС 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2006-2009 гг. введено 3 трансформатора суммарной установленной мощностью 57 МВА.

В этот же период (2006-2009 гг.) в энергосистеме построена одна новая ПС 35 кВ «Урус-Мартан-1» с 2-мя трансформаторами по 4 МВА, которая позволила разгрузить ПС 110 кВ «Горец» и ПС 35 кВ «Урус-Мартан». На 5-ти действующих подстанциях 35 кВ в 2006-2009 гг. выполнена замена трансформаторов 35/10 кВ с увеличением их установленной мощности.

На 2-х подстанциях 35 кВ установлены вторые трансформаторы, на одной подстанции – 3-й трансформатор. Всего на ПС 35 кВ в 2006-2009 гг. введено 11 трансформаторов суммарной установленной мощностью 47 МВА.

В рассматриваемый период новые ВЛ 35 и 110 кВ не строились, за исключением коротких заходов на новые подстанции.

Для повышения пропускной способности ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (№ 102) на участке протяженностью 0,5 км выполнена замена провода АС-95 и АС-120 на АС-185.

На подстанциях 35 и 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики компенсирующих устройств нет.

На 1.01.2010 г. на территории Чеченской Республики функционировали 26 ПС 110 кВ и 75 ПС 35 кВ. На подстанциях 110 кВ установлено 47 трансформаторов с высшим напряжением 110

кВ суммарной мощностью 748,5 МВА и 8 трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ суммарной мощностью 30,4 МВА. На подстанциях 35 кВ установлено 111 трансформаторов суммарной мощностью 388,7 МВА.

### 3.2.2. Анализ режимов работы электрических сетей 110 и 330 кВ

По ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт осуществляется питание ПС 330 кВ Грозный и транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме.

В существующей схеме пропускная способность (максимально допустимые перетоки по статической устойчивости) существующих связей 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и ОЭС Юга (ВЛ 330 кВ Чирюрт-Буденновск и Чирюрт-Грозный-В-П) составляет 700 МВт на выдачу мощности из Дагестанской энергосистемы и 400-500 МВт на прием. Так как дефицит мощности Дагестанской энергосистемы в зимний минимум в 2004-2007 гг. достигал 580 МВт, а избыток мощности в дневной и вечерний максимумы нагрузки летних суток достигал 950 МВт, то пропускная способность существующих связей Дагестанской энергосистемы с ОЭС Юга не соответствует требуемым перетокам мощности.

Сеть 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2009 году была разделена на три изолированных района, источниками, электроснабжения которых является:

- ПС 330 кВ Грозный по сети 110 кВ обеспечивает электроснабжение центральных районов Чеченской энергосистемы;

- Дагестанская энергосистема – по ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур, Актас – Гудермес тяговая и Кизляр -1 – Каргалиновская обеспечивает питание выделенной нагрузки восточных районов Чеченской энергосистемы в радиальном режиме;

- Ингушская, Северо-Осетинская и Ставропольская энергосистемы – по ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки, Плиево – Ищерская, Моздок – Ищерская (2-е ВЛ) и Затеречная – Ищерская обеспечивают электроснабжение западных районов Чеченской энергосистемы;

Сеть 35 кВ энергосистемы Чеченской Республики работает в разомкнутом режиме.

#### На напряжении 110 кВ энергосистема Чеченской Республики имеет связи:

##### *С «Дагэнерго»;*

- ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалинская – Шелковская – Гудермес тяговая, общая протяженность около 70 км, провод АС-150;

- ВЛ 110 кВ Ярык-Су – Ойсунгур – Гудермес – Гудермес тяговая, общая протяженность около 54 км, провод АС-120;

- ВЛ 110 кВ Актас – Гудермес тяговая, протяженность 65,8 км, провод АС-185.

Передача мощности в максимум зимнего режимного дня 17.12.2008 г. из Дагестанской энергосистемы по этим ВЛ составляла 72 МВт, при отключенной ВЛ 110 кВ Актас – Гудермес тяговая. Основной переток из Дагестанской энергосистемы осуществлялся по ВЛ 110 кВ Ярык-Су – Ойсунгур на выделенную нагрузку и составил 63 МВт (398 А).

Получение мощности из Дагестанской энергосистемы по ВЛ 110 кВ в максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 г. осуществлялось в объеме 71 МВт на выделенную нагрузку ПС 110 кВ Ойсунгур и Гудермес. Другие связи 110 кВ с «Дагэнерго» были разомкнуты.

##### *С «Севкавказэнерго»;*

- две ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская, протяженность 47,8 км и 46,4 км, провод АС-185. Передача мощности в максимум зимнего режимного дня из Северо-Осетинской энергосистемы по этим ВЛ составляла: 17.12.2008 г. – 113 МВт, 16.12.2009 г. – 82 МВт.

##### *Со «Ставропольэнерго»;*

- ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская две цепи, протяженность 132 км, провод АС-95, АС-120. Переток мощности в максимум зимнего режимного дня из Ставропольской энергосистемы составлял: 17.12.2008 г. – 24 МВт, 16.12.2009 г. – 18 МВт.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

*С «Ингушэнерго»;*

-ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки – ГРП, общая протяженность 65 км, провод АС-185. Передача мощности в максимум зимнего режимного дня из Ингушской энергосистемы составляла: 17.12.2008 г. – 74 МВт, 16.12.2009 г. – 42 МВт.

**Таблица 3.4. - Перетоки мощности по межсистемным ВЛ 330 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в режимные сутки зимы и лета за период 2006-2009 гг.**

<b>Наименование</b>	<b>2006г.</b>	<b>2008г.</b>	<b>2009г.</b>
<b>Зима макс. (вечерний) 18 ч.</b>			
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	-32,9	77,8	21,0
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	144,1	37,5	173,6
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	52,5	63,2	70,5
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	откл.	откл.
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	9,1	9,0	откл.
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	21,5	23,3	18,2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	71,5	113,1	82,7
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-4,0	-5,9	-7,0
<b>Наименование</b>	<b>2006г.</b>	<b>2008г.</b>	<b>2009г.</b>
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	46,6	74,4	42,4
<b>Балансовый переток</b>	<b>308,4</b>	<b>392,4</b>	<b>401,4</b>
<b>Зима мин. (ночной провал)</b>			
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	-104,6	-79,5	-72,4
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	182,1	174,4	216,9
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	32,1	48,6	48,0
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	откл.	откл.
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	5,9	7,0	откл.
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	16,7	20,8	18,1
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	49,6	81,7	56,7
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-3,3	-4,8	-4,8
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	30,9	49,6	23,3
<b>Балансовый переток</b>	<b>209,4</b>	<b>297,8</b>	<b>285,8</b>
<b>Лето макс. (вечерний) 22 ч.</b>			
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	68,8	498,0	453,1
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	-40,7	-465,0	-384,3
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	33,5		54,2
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	123,0	51,2
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	6,0		4,8
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	10,9	-3,0	2,1
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	53,9	61,0	53,3
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-3,8		-5,1
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	29,3	52,0	45,9
<b>Балансовый переток</b>	<b>157,9</b>	<b>266,0</b>	<b>275,2</b>
<b>Лето макс. (ночной провал)</b>			
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	50,9	476,0	429,0
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	-26,5	-455,0	-384,8
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	21,8		33,2
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	73,0	29,5
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	5,0		4,2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	9,6	-6,0	-5,6
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	35,3	41,0	36,8
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-3,0	30,0	-4,5
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	18,3		36,0
<b>Балансовый переток</b>	<b>111,4</b>	<b>160,0</b>	<b>173,8</b>

Примечание: «+» - получение в Чеченскую энергосистему

«-» - выдача из Чеченской энергосистемы

Анализ загрузки связей 110 и 330 кВ энергосистемы Чеченской республики с энергосистемами соседних субъектов РФ в максимум нагрузки энергосистемы показал, что с вводом в 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА значительно (на 70 МВт) снизилась загрузка ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок и ПС 110 кВ Плиево. Нагрузка АТ на ПС Грозный при этом достигла 201 МВА (более 80 % номинальной мощности АТ). В 2008 г. нагрузка АТ 330/110 кВ в максимум энергосистемы при наличии на подстанции Грозный одного АТ составляла 123 МВА (почти 100 % номинальной мощности АТ). При дальнейшем росте нагрузки энергосистемы вывод в ремонт одного из автотрансформаторов на ПС Грозный уже будет приводить к перегрузке второго.

Анализ загрузки связей 110 и 330 кВ энергосистемы Чеченской республики с энергосистемами соседних субъектов РФ в максимум нагрузки энергосистемы показал, что с вводом в 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА значительно (на 70 МВт) снизилась загрузка ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок и ПС 110 кВ Плиево. Нагрузка АТ на ПС Грозный при этом достигла 201 МВА (более 80 % номинальной мощности АТ).

В 2008 г. нагрузка АТ 330/110 кВ в максимум энергосистемы при наличии на подстанции Грозный одного АТ составляла 123 МВА (почти 100 % номинальной мощности АТ). При дальнейшем росте нагрузки энергосистемы вывод в ремонт одного из автотрансформаторов на ПС Грозный уже будет приводить к перегрузке второго.

Напряжение в сети 110 кВ в максимум зимнего режимного дня 2009 года обеспечивалось в пределах 98-113 кВ. Наиболее низкие напряжения имело место на ПС 110 кВ Горец (98 кВ), ГРП I сш (100 кВ), № 84 (101 кВ) и Червленная, Горячесточненская (103 кВ), наибольшее напряжение на шинах 110 кВ ПС Грозный (113 кВ).

### 3.3. Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок

В настоящее время на территории Чеченской Республики крупных потребителей электроэнергии нет. Идет восстановление жилого фонда, инфраструктуры и некоторых промышленных объектов.

В рамках программы «Социально-экономического развития Чеченской Республики на 2008-2012 гг.» в текущем году ведется строительство и реконструкция 19 объектов культуры. Среди возводимых объектов – сельские и районные Дома культуры, Дворец культуры в г. Аргун, детская школа искусств, детская библиотека, здание Государственного ансамбля танца «Вайнах». В центре Грозного идет строительство национальной библиотеки с общей площадью 13,3 тыс. м<sup>2</sup>, национального музея (3,6 тыс. м<sup>2</sup>) и Государственного Русского драмтеатра им. Лермонтова (4,8 тыс. м<sup>2</sup>). Всего в 2010 году должны быть сданы 14 объектов, в 2011 году – 10 объектов, а в 2010 году – 13 объектов культуры.

Ведется разработка комплекса программных мер по строительству объектов культуры на 2013-2016 годы. Среди рассматриваемых объектов – Государственный цирк на 1,5 тыс. зрителей и зоопарк в г. Грозном, Национальная музыкальная школа, Махкетинский краеведческий музей, сеть современных многофункциональных кинозалов в городах республики, университет искусств в г. Грозном, Государственная филармония Чечни и др.

В области физкультуры и спорта в г. Грозном строится спортивный комплекс им. А. Кадырова на 30 тыс. мест и нагрузкой 4,5 МВт. Спортивные объекты строятся так же в городах Шали, Аргун и др. населенных пунктах.

В сфере здравоохранения в г. Грозном завершается строительство Республиканской клинической больницы (стационар на 600 коек и поликлиника на 450 посещений в смену) с нагрузкой 3,3 МВт. В стадии строительства находятся республиканский онкологический центр (основное здание, поликлиника на 370 посещений в смену, стационар на 400 мест и хирургическое отделение на 180 мест) и республиканский кожно-венерологический диспансер на 120 коек. В с. Чишки Грозненского района строится детский туберкулезный санаторий на 300 коек (лечебно-диагностический центр, школа, спортивный зал, коттеджи для персонала и два спальных корпуса на 200 и 100 коек). В г. Шали в августе 2010 года сдана в эксплуатацию центральная районная

больница (родильное отделение на 90 коек, детское отделение на 60 коек, взрослая и детская поликлиника на 350 посещений в смену) и строится психоневрологический интернат на 430 мест, состоящий из 8 корпусов. В селах Шалинского района – Авгурь и Сержень-Юрте планируется строительство 3-х детских оздоровительных лагерей круглогодичного действия с общей вместимостью 2700 детей.

В Чеченской Республике ведется восстановление промышленных объектов. В настоящее время частично восстановлен Чири-Юртовский цементный завод. Намечаемое дальнейшее восстановление цементного завода (2-я очередь) потребует 20 МВт в 2011 г. и 55 МВт к 2016 году. В Грозном на территории бывшего завода «Красный Молот» открыт ТЦ «Беркат», на заводе «Трансмаш» налажена сборка экскаваторов. В г. Аргун на бывшем заводе «Пищемаш» открыто предприятие по сборке автомобилей «Жигули». В 2010 году в г. Аргун сдана в эксплуатацию 1-я очередь сахарного завода производительностью 100 т сахара в сутки. Полное восстановление завода потребует 7,2 МВт мощности (2011 год).

По программе «Социально-экономического развития Чеченской Республики на 2008-2012 гг.» должны быть восстановлены 13 крупных промышленных предприятий, в т.ч.: радиотехнический завод «Синтар» в Грозном, опытный экспериментальный завод «Автоматстрой» и завод медицинских инструментов в Гудермесе, деревообрабатывающий завод в Алхан-Кале и др.

В июне 2010 г. Правительство Чеченской Республики приняло распоряжение о реализации первоочередных инвестпроектов, таких как: восстановление и реконструкция Аргунской ТЭЦ, строительство стеклотарного завода, строительство консервного завода, строительство макаронной фабрики, внедрение широкополосных сетей WIMAX, создание научно-производственного центра по развитию машино- и двигателестроения, строительство газоперерабатывающего завода, ряда предприятий АПК и др.

К концу 2010 г. должны быть введены в эксплуатацию консервный завод «Октябрьский» в г. Гудермес по выпуску натуральных соков, газированных напитков, холодного чая и т.д. производительностью 350 т в сутки (потребная нагрузка – 1,2 МВт) и молочный комбинат «Центароевский» производительностью 30 т продукции в сутки.

Инвестпроекты по строительству консервного и стекольного заводов в Грозном были подписаны с ОАО «Россельхозбанком» на форуме «Сочи-2009». Ввод этих заводов предполагается в 2011 году и потребует 4,5 МВт мощности.

Достигнута договоренность с НК «Роснефть» о строительстве в Заводском районе г. Грозный на базе НПЗ им. А. Шерипова нефтеперерабатывающего завода мощностью 1 млн. т нефтепереработки в год. Строительство будет начато в 2011 году, а пуск в эксплуатацию в 2014 году. Электрическая нагрузка завода оценивается в 20 МВт.

В области стройиндустрии в Чеченской Республике, кроме строительства Чири-Юртовского цементного завода, о котором говорилось выше, предусматриваются следующие мероприятия:

-расширение производства на построенном в сентябре 2010 г. совместно с корейской компанией заводе железобетонных изделий в г. Грозном до 1500 тонн изделий в сутки;

-строительство в г. Грозный компанией «Бородино-пласт» завода полиэтиленовых труб производительностью 2 тыс. т труб в месяц;

-восстановление ГУП «Аргунский комбинат стройматериалов и стройиндустрии». В настоящее время производственные мощности комбината составляют 12 тыс. м<sup>3</sup> ж.б. изделий в год. К концу 2010 г. планируется достичь мощности 35 тыс. м<sup>3</sup> изделий в год. Электрическая нагрузка полного восстановления комбината оценивается в 3 МВт;

-строительство ГУП «Домостроительный комбинат» в г. Аргун с потребной нагрузкой 1,5 МВт;

-строительство кирпичного завода в г. Грозный с потребной нагрузкой 2,8 МВт.

В сфере машиностроения в Чеченской Республике планируется при участии ОАО «АвтоВАЗ» создание крупного автомобильного холдинга, который будет производить автомобили из композитных материалов, удлиненную версию Лады-2107, технику на гусеничном ходу и электромобили для Олимпиады-2014.

В области легкой промышленности намечается строительство кожевенного завода и обувной фабрики на местном сырье в г. Аргун производительностью 2 млн. пар обуви в год.

В сфере обслуживания в октябре 2010 года в Грозном состоялось открытие крупнейшего на Северном Кавказе дилерского центра «Лидер-Авто» ОАО «АвтоВАЗ». Планируется строительство таких же центров в г.г. Гудермесе, Урус-Мартане, Надтеречном и Ачхой-Мартановском районах. В Грозном строится Дом радио общей площадью 4,62 тыс. м<sup>2</sup> и намечено к строительству многофункциональное здание ОАО «Московский Индустриальный Банк» с потребной нагрузкой 2,4 МВт.

В области жилищного строительства и коммунально-бытовой сферы в г. Грозном начато строительство комплекса высотных зданий «Грозный-Сити» с нагрузкой 9,8 МВт. В настоящее время идет строительство 1-го 40-этажного, 2-х 30-этажных и 2-х 18-этажных зданий. В Грозном начато строительство зданий Резиденции Президента и Правительство ЧР с нагрузкой 6,1 МВт, Грозненского государственного нефтяного института (1,4 МВт) и насосной станции ВНС-9 с нагрузкой 6 МВт.

В г. Гудермесе начато строительство комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити» с нагрузкой 7,5 МВт и планируется строительство очистных сооружений с нагрузкой 2,2 МВт. В г. Урус-Мартан будет построен групповой водопровод с нагрузкой 1,9 МВт, в с. Джалка – водозабор «Черная речка» с нагрузкой 1,7 МВт, а в с. Ведено строится военный городок батальона «Юг» с нагрузкой 1,1 МВт.

В сфере транспорта СКЖД с начала 2010 г. ведет работу по восстановлению тяговой ПС и центрального распределительного пункта на станции Гудермес. В планах СКЖД восстановление участка железной дороги Грозный - Слепцовская (Ингушетия) с 3-мя крупными станциями – Ермоловская, Самашки и Серноводская. На 2-х станциях планируется организовать грузовые дворы.

В планах Минтранса намечается в 2011 году начать строительство автодороги в объезд г. Гудермеса протяженностью 34 км.

Правительство Чеченской Республики поставило задачу воссоздать всепогодную, в том числе горнолыжную, туристическую индустрию в 3-х районах: Игум-Калинском, Веденском и Ножай-Юртовском.

В «Стратегию социально-экономического развития СКФО до 2025 года», утвержденную в сентябре 2010 года, включено строительство горнолыжного курорта в селе Ведучи в Аргунском ущелье. Инвестор-компания «Ведучи». Под проект будет выделено 800 га, на которых планируется построить 17 горнолыжных трасс общей протяженностью 45 км, пятизвездочную гостиницу на 400 номеров, ГЭС мощностью 20 МВт, вертолетную площадку и другие сооружения. Ориентировочная продолжительность строительства курорта 3-5 лет.

В горных районах Чечни имеются источники минеральных и лечебных вод. В Сунженском районе находятся уникальные источники питьевой минеральной воды, а в Шатойском, Веденском и Гудермесском районах – лечебные источники. Здесь есть потенциал для строительства заводов по розливу минеральных вод и создания санаториев.

В таблице 3.5 приведен «Реестр заявок на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Нурэнерго», где отражены новые потребители с электрической нагрузкой более 1 МВт, присоединение которых к энергосистеме планируется в период до 2015 г.

Оценка показателей электропотребления и максимума нагрузок в Чеченской Республике на перспективу в данной работе приведена в 2-х вариантах: «расчетный» и «оптимистический»

Показатели «расчетного» варианта спроса на электроэнергию и мощность разработаны ОАО «СО ЕЭС»

«Оптимистический» вариант разработан в рамках выполняемой работы на основании планируемого социально-экономического развития республики, поданных заявок потребителей на технологическое присоединение их нагрузок к энергосистеме и характеризуется более высокими темпами роста электропотребления в республике по сравнению с «расчетным» вариантом. Развитие ситуации по «оптимистическому» варианту предполагает широкое привлечение частных инвесторов для реализации планов социально-экономического развития Чеченской Республики.



---

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

---

Прогнозируемые показатели электропотребления, максимума нагрузки и режима электропотребления Чеченской энергосистемы на перспективу до 2030 года для 2-х вариантов развития приведены в таблице 3.6.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

**Таблица 3.5 - Реестр заявок на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Нурэнерго»  
с распределением их по питающим подстанциям 35 и 110 кВ**

№ п/п	Заявитель (объект)	Филиал	N, МВт	Дата получения заявки	Дата получения проекта ТУ от филиала	Дата согласования ТУ	Дата направления ТУ для расчета стоимости ТП	Дата представления предв. платы за ТП	Предварительная стоимость ТП, млн. руб.	Дата направления договора на согласование	Дата направления договора заказчику	Дата и № ДТП
1	В/ч 5157 Ведено (Батальон "Юг") (ПС 35/10 кВ Ведено)	НЭ	1,13	12.03.2009	03.03.2009	12.03.2009	16.03.2009	03.04.2009	40,31	06.04.2009	01.06.2009	298/2009 от 15.06.2009
2	"Аквапарк" г. Гудермес (ПС 35/6 кВ "Мединструмент")	НЭ	1,00	27.07.2009	27.07.2009	31.07.2009	05.08.2009	11.08.2009	109,05	12.08.2009	02.09.2009	
3	Грозный-сити (ЗАО "Инкомстрой") (ПС 110/35/10 кВ "Южная" и ПС 110/35/10 кВ "Северная")	НЭ	9,83	26.02.2010	03.03.2010	22.03.2010	25.03.2010	31.03.2010	265,02	06.04.2010	06.07.2010	
4	Гудермес-сити (ЗАО "Инкомстрой") (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	7,48	26.02.2010	03.03.2010	20.05.2010	03.06.2010	09.06.2010	763,17	11.06.2010	06.07.2010	
5	Консервный и Стекольный завод (г. Грозный) (Проектируемая ПС 35/10 Кв)	НЭ	1,86	01.10.2009	02.10.2009	14.10.2009	20.10.2009	26.10.2009	173,32	05.11.2009	03.12.2009	31.05.2010 №207/210 НЭ
6	КПЧР "Дирекция" ВНС-9 г. Грозный (ПС 35/10 кВ "Западная")	НЭ	6,00	18.08.2009	10.09.2009	17.09.2009	24.09.2009	30.09.2009	46,90	01.10.2009	28.10.2009	
7	Республиканская больница в г. Грозном (ПС 110/10 "Южная")	НЭ	3,33	21.12.2009	27.02.2010	16.03.2010	17.03.2009	22.03.2010	128,50	25.03.2010	12.07.2010	
8	Кирпичный з-д в г. Грозном (ПС 110/35/10 кВ ГРП-110)	НЭ	2,80	24.02.2010	24.02.2010	05.03.2010	10.03.2010	13.03.2010	50,59	19.03.2010	25.06.2010	
9	Чечнемедводхоз в г. Грозном (Проектируемая ПС 35/10 кВ)	НЭ	1,89	25.03.2010	06.04.2010	22.04.2010	26.04.2010	20.05.2010	92,81	25.05.2010	25.06.2010	
10	Многофункциональное административное здание (МинБанк) ПС 110/35/10 кВ "Северная"	НЭ	2,39	19.05.2010	19.05.2010	03.06.2010	03.06.2010	07.06.2010	61,33	08.06.2010	06.07.2010	
11	Аргунский комбинат стройматериалов (РУ 110/35/10 кВ Аргунской ТЭЦ)	НЭ	3,00	18.05.2010	18.05.2010	15.06.2010	16.06.2010	23.06.2010	25,98	24.06.2010	03.08.2010	
12	Консервный завод с. Центорой (ПС 35/6 кВ "Мединструмент")	НЭ	1,20	26.02.2010	05.04.2010	20.04.2010	23.04.2010	30.04.2010	32,21	21.05.2010	03.06.2010	
13	Очистные сооружения г. Гудермес (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	2,22	11.06.2010	16.06.2010	30.06.2010	01.07.2010	06.07.2010	5,45	07.07.2010	03.08.2010	
14	Водозабор Черная речка с. Джалка (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	1,70	11.06.2010	16.06.2010	30.06.2010	01.07.2010	06.07.2010	3,87	07.07.2010	03.08.2010	
15	Грозненский нефтеперерабатывающий завод (Проектируемая ПС 110/10 кВ "НПЗ")	НЭ	19,40	25.06.2010	25.06.2010	20.07.2010	21.07.2010	03.08.2010	54,34	06.08.2010		26.08.2010 №319/2010 НЭ
16	ОАО "Грозненский газоперерабатывающий завод" ПС 110/35/10 кВ №84)	НЭ	4,30	20.09.2010	23.09.2010	11.10.2010	14.10.2010					
17	Лечебный корпус при Гудермесской ЦРБ (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	1,55	02.08.2010	05.08.2010	16.08.2010	17.08.2010	24.08.2010	5,01	31.08.2010	01.10.2010	
18	ООО ПКФ "Казбек" (ПС 110/35/10 кВ Цемзавод)	НЭ	4,45	15.07.2010	05.08.2010	25.08.2010	26.08.2010	01.09.2010	89,37	07.09.2010	17.09.2010	16.09.2010 №382/2010 НЭ

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

В «расчетном» варианте спроса на электроэнергию электропотребление Чеченской энергосистемы в 2015 году может составить 2418 млн.кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2010-2015 гг. 2,5%, а максимум нагрузки – 489 МВт при среднегодовом темпе роста 2,7 %. К 2020 году электропотребление в республике увеличится до 2669 млн. кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2016-2020 гг. 2,0 %, а максимум нагрузки – до 539 МВт при среднегодовом темпе роста 2,0 %. На уровне 2030 года электропотребление оценивается величиной 3360 млн.кВт.ч, максимум нагрузки – 667 МВт при среднегодовом темпе их роста в 2021-2030 гг. 2,4 %.

В «оптимистическом» варианте спроса на электроэнергию электропотребление Чеченской Республики в 2015 году прогнозируется на 240 млн.кВт.ч выше, чем в «расчетном» и составит 2662 млн.кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2010 – 2015 гг. 4,1 %, а максимум нагрузки – 485 МВт (практически совпадает с прогнозом Системного оператора) при среднегодовом темпе роста 2,6 %. В последующий период среднегодовой темп роста электропотребления составит около 2,0% в 2016-2020 гг. и до 5% 2021-2030 гг. Рост максимума нагрузки в «оптимистическом» варианте в 2016-2020 гг. прогнозируется до 2,9% в год, а в 2021-2030 гг. – до 5% .

В «оптимистическом» варианте число часов использования максимума нагрузки в 2013-2017 гг. существенно увеличивается, что обусловлено вводом ряда предприятий с непрерывным циклом производства, таких как Чири-Юртовский цементный завод, нефтеперерабатывающий и газоперерабатывающий заводы, предприятия стройиндустрии.

Таблица 3.6. Электропотребление, максимум нагрузок и число часов его использования

Наименование показателей	Годы													
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
<i>Расчетный вариант</i>														
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
Темпы изменения, % в год	12,3	4,2	9,4	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,4
Максимум нагрузки, МВт	414	416	437	452	461	470	479	489	498	508	518	529	539	667
Темпы изменения, % в год	11,9	0,5	5,0	3,4	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,4
Число часов использования максимума нагрузки, час	4840	5020	5045	5070	5100	5140	5165	5173	5180	5167	5163	5180	5196	5170
<i>Оптимистический вариант</i>														
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2205	2245	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
Темпы изменения, % в год	12,3	4,2	2,7	2,7	4,4	7,1	3,4	4,4	1,5	1,6	2,0	2,2	2,8	2,5
Максимум нагрузки, МВт	414	416	437	443	448	455	468	485	500	515	530	545	560	720
Темпы изменения, % в год	11,9	0,5	5,0	1,4	1,1	1,6	2,8	3,6	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,5
Число часов использования максимума нагрузки, час	4840	5020	5045	5068	5138	5420	5450	5489	5404	5330	5280	5250	5250	5250

### 3.4. Развитие источников электроснабжения, балансы мощности и электроэнергии

В «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года», с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений (*распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р и от 05.10.2010 №1685-р*), развитие генерирующих источников на территории Чеченской Республики предусматривается путем расширения Аргунской ТЭЦ до 50 МВт и строительства Грозненской ТЭС мощностью 400 МВт. Ввод мощности Аргунской ТЭЦ определен в 2019 г., на Грозненской ТЭС - 1-го энергоблока ПГУ-200 (Т) планируется в 2020 г., 2-го ПГУ-200 (Т) в 2021-2025 гг.

В рамках реализации инвестиционного проекта «Восстановление и реконструкция ТЭЦ-4 в г. Аргун Чеченской Республики» в январе 2010 г. компанией «КЭР-Холдинг» был закончен 1-й этап восстановления Аргунской ТЭЦ, включающий в себя восстановление 2-х энергетических котлов, оборудования, автоматики и АСУТП химического цеха, отопительной системы, насосного оборудования и турбины мощностью 6 МВт. Был проведен пуск турбины и выполнена задача теплоснабжения г. Аргун и сахарного завода.

В декабре 2009 г. Евразийский банк развития (ЕАБР) выделил ОАО «Аргунэнерго» кредит в размере 2,98 млрд. руб. на дальнейшую реализацию инвестпроекта. Установленная мощность Аргунской ТЭЦ на конечном этапе восстановления должна составить 50 МВт. В таблице 3.7 приведены основные технико-экономические показатели каскада Аргунских ГЭС.

Чеченская Республика располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Разработан энергетический проект по строительству каскада из 10 ГЭС на реке Аргун, рассчитанный на ближайшие 10-15 лет. Суммарная установленная мощность Аргунского каскада ГЭС составляет 721 МВт. Минэкономразвития России дало положительное заключение по этому проекту, финансирование строительства каскада ГЭС возможно на условиях госгарантий Правительства РФ.

В плане развития гидроэнергетики на территории Чеченской Республики имеются также инвестиционные проекты строительства мини ГЭС на Промышленном канале и Чернореченском водохранилище общей мощностью 8 МВт.

Выполнены предпроектные проработки строительства ветропарка на территории республики. В состав ветропарка входят 24 ВЭУ по 1,5 МВт каждая. Общая установленная мощность составляет 36 МВт, предполагаемая годовая выработка электроэнергии - 75 млн.кВт.ч. Предварительное размещение ветропарка планируется в Грозненском районе, между ст. Горячеводской и Петропавловской.

Комплексным НИИ РАН г. Грозный разработаны предложения по использованию энергии газодетандерных установок на газораспределительных станциях (ГРС) № 1 и № 2 в г. Грозном и на ГРС «Гудермес», «Ойсунгур», «Мескер-Юрт». По предварительным расчетам от каждой из ГРС может быть передано в энергосистему до 1,5 МВт мощности.

При формировании программы развития генерирующих источников в рамках настоящей работы выполнена оценка балансов мощности энергосистемы Чеченской Республики, складывающихся в рассматриваемый период, и определены условия покрытия потребности республики в мощности и электроэнергии для «расчетного» варианта уровней электропотребления в соответствии с вводами, предусмотренными в «Генеральной схеме...» с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений (*распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р и от 05.10.2010 №1685-р*). Кроме того, в «расчетном» варианте предусматривается ввод мощности 1-й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС в 2021-2030 г.г.

Для «оптимистического» варианта уровней электропотребления балансы мощности и электроэнергии разработаны с учетом предложений Минпромэнерго Чеченской Республики, поддержанных Минэнерго РФ, по вводам мощности электростанций в Чеченской Республике:

- приближение вводов мощностей: на Аргунской ТЭЦ с 2019 г. на 2013 г., на Грозненской ТЭС с 2020 г. на 2015-2016 г.г.;
- ввод 1-й и 2-й очередей каскада Аргунских ГЭС в 2016-2020 г.г. и третьей очереди в 2021-2030 г.г.;

Кроме того, рекомендуется в 2016-2020 гг. ввод мощностей ветропарка.

В таблице 3.8 приведены вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2030 г. для «расчетного» и «оптимистического» вариантов. Всего в период до 2030 г. в «расчетном» варианте предполагается ввести 842 МВт генерирующих мощностей, в том числе: в период 2016-2020 г.г. - 250 МВт и в период 2021-2030 г.г. - 592 МВт.

В «оптимистическом» варианте в период до 2030 года предполагается ввести 1268 МВт, в том числе: до 2015 года - 270,5 МВт, в период 2016-2020 г.г. - 645,5 МВт и в период 2021-2030 г.г. - 352 МВт.

Балансы мощности и электроэнергии разработаны Чеченской энергосистемы в период до 2030 года для «расчетного» и «оптимистического» вариантов спроса на электроэнергию.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.7 - Технико-экономические показатели каскада Аргунских ГЭС

Наименование показателей	Един. измер.	1-я очередь			2-я очередь					3-я очередь				Всего по каскаду	
		Чири-Юртская	Дуба-Юртская	Всего	Итум-Калинская	Зоны	Нихалойская	Кокадойская	Всего	Химойская	Шаро-Аргунская	Нежилой-ахкская	Улус-Кертская		Всего
Количество и мощность агрегатов	МВт	2x16	2x24,5		2x58,5	2x40	2x41,5	2x16		2x89	2x23,5	2x31,5	2x20		
Часы работы	час	12	12		6	6	6	6		6	6	6	6		
Общая установленная мощность	МВт	32	49	81	117	80	83	32	312	178	47	63	40	328	721
Гарантированная мощность	МВт	21	31,66	53	98	71,59	77,31	30	277	149	42,73	55,96	35,11	283	612
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт.ч	131	184	315	243,3	201	215	87	746,3	185,7	87,9	130,3	81,2	485,1	1546,4

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

**Таблица 3.8 - Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2030 года**

Наименование	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2011-15г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2016-20г.	2021-30 г.
<b>«Расчетный» вариант</b>														
1. Аргунская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50	-
2. Каскад ГЭС на р.Аргун														392
3. Грозненская ТЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	200	200
<b>ВСЕГО</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	200	250	592
в т. ч. ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392
ТЭЦ и ТЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	200	250	200
<b>«Оптимистический» вариант</b>														
1 Аргунская ТЭЦ	-	-	-	50	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
2. Каскад ГЭС на р.Аргун														
в т.ч. Чири-Юртская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-	32	-
Дуба-Юртская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	49	-	-	-	-	49	-
Итум-Калинская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117	117	-
Зоны ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	80	-
Нихалойская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83	83	-
Кокадойская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	32	-
3-я очередь каскада ГЭС														328
3. Ветропарк	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6	12	12	42	24
4. Грозненская ТЭС	-	-	-	-	-	200	200	200	-	-	-	-	200	-
5. Промканал	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	9	-
6. ДГА	-	-	2,5	2	2	2	8,5	2,5	-	-	-	-	2,5	-
<b>ВСЕГО:</b>	-	-	2,5	52	2	208	270,5	297,5	6	6	12	324	645,5	352
в т. ч. ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	89	-	-	-	312	401	328
ТЭЦ и ТЭС	-	-	-	50	-	200	250	200	-	-	-	-	200	-
ВЭС	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6	12	12	42	24

При разработке балансов мощности и электроэнергии учтено недоиспользование мощности пиковых ГЭС второй очереди каскада Аргунских ГЭС в размере 150 МВт и размещение резерва мощности на Грозненской ТЭЦ в размере 30 МВт. Ветропарк учтён только в балансе электроэнергии (в связи с неопределенностью его участия в балансе мощности) год.

Выработка электроэнергии на ГЭС принята согласно их технико-экономическим показателям. Число часов использования установленной мощности Аргунской ТЭЦ принято в размере 6000 часов в год, а Грозненской ТЭС - 5500 часов в год.

Балансы мощности и электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года приведены в таблицах 3.9 - 3.12.

Как видно из приведенных балансов мощности и электроэнергии, в «расчётном» варианте дефицит мощности и электроэнергии в ближайшие годы будет возрастать и может составить в 2017-2018 г.г. 500-510 МВт по мощности и 2480-2530 млн.кВт.ч по электроэнергии. В последующий период за счёт завершения строительства Аргунской ТЭЦ и ввода Грозненской ТЭС дефицит мощности и электроэнергии будет уменьшаться и может составить в 2020 году 280 МВт по мощности и 1760 млн. кВт.ч по электроэнергии. В 2030 году с учетом ввода второго блока 200 МВт на Грозненской ТЭС и каскада ГЭС на р. Аргун Чеченская энергосистема будет самобалансироваться.

В «оптимистическом» варианте дефицит мощности и электроэнергии в 2011-2014 г.г. достигнет 406 МВт, а электроэнергии 2200-2300 млн. кВт.ч. К 2015 г. с вводом Аргунской ТЭЦ и Грозненской ТЭС дефицит мощности уменьшается до 220 МВт, электроэнергии - до 1460 млн. кВт.ч. С вводом второй очереди Грозненской ТЭС (200 МВт) в 2016 г. Чеченская энергосистема до 2020 года практически будет самобалансироваться по мощности, а по электроэнергии образуются незначительные избытки (90-170 млн. кВт.ч.), а с вводом в 2020 г. 1-й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС избытки электроэнергии увеличиваются до 400 млн. кВт.ч. В период 2021-2030 г.г. с учетом ввода третьей очереди Аргунского каскада ГЭС в энергосистеме Чеченской Республики будут незначительные избытки как по мощности так и по электроэнергии (до 130 МВт и 470-480 млн. кВт.ч соответственно).

В «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года» развитие генерирующих источников на территории Чеченской Республики предусматривается путем расширения Аргунской ТЭЦ до 50 МВт и строительства Грозненской ТЭС мощностью 400 МВт. Ввод мощности Аргунской ТЭЦ определен в 2019 г., на Грозненской ТЭС – 1-го энергоблока ПГУ-200 (Т) планируется в 2020 г., 2-го ПГУ-200 (Т) в 2021-2025 гг.

В рамках реализации инвестиционного проекта «Восстановление и реконструкция ТЭЦ в г.Аргун Чеченской Республики» в январе 2010 г. компанией «КЭР-Холдинг» были проведены регламентные работы в рамках 1-го этапа восстановления Аргунской ТЭЦ, включающие в себя восстановление 2-х энергетических котлов, оборудования, автоматики и АСУТП химического цеха, отопительной системы, насосного оборудования и турбины мощностью 6 МВт. Был проведен пуск турбины и выполнена задача теплоснабжения г. Аргун и сахарного завода.

В декабре 2009 г. Евразийский банк развития (ЕАБР) выделил ОАО «Аргунэнерго» кредит в размере 2,98 млрд.руб. на дальнейшую реализацию инвестпроекта. Установленная мощность Аргунской ТЭЦ на конечном этапе восстановления должна составить 50 МВт.

Чеченская Республика располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Разработан энергетический проект по строительству каскада из 10 ГЭС на реке Аргун, рассчитанный на ближайшие 10-15 лет. Суммарная установленная мощность Аргунского каскада ГЭС составляет 721 МВт. Минэкономразвития России дало положительное заключение по этому проекту, финансирование строительства каскада ГЭС возможно на условиях госгарантий правительства РФ. Строительство каскада ГЭС предусматривается в 3 очереди. Из них первоочередные ГЭС – Чири-Юртская (32 МВт) и Дуба-Юртская (49 МВт). Генеральным подрядчиком проекта Аргунского каскада ГЭС предполагается Словенская компания «Riko Group». На возведение 1-й очереди каскада ГЭС потребуется 4-5 лет.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.9 - Баланс мощности Чеченской энергосистемы в период до 2030 года «Расчётный» вариант, МВт

Наименование показателей	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
Максимум нагрузки	414	416	423	432	438	470	479	489	498	508	518	529	539	667
Резерв мощности	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30
Итого потребность	414	416	437	452	461	470	479	489	498	508	518	529	539	697
<b>II. Покрывние</b>														
Установленная мощность электростанций, всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	250	848
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	250	450
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разрывы мощности, всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая мощность электростанций, всего				-	-	-	-	-	-	-	-	50	250	848
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	250	456
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Недоиспользование мощности	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150
Используемая в балансе мощность	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	250	698
Избыток (+), дефицит (-)	-414	-416	-437	-452	-461	-470	-479	-489	-498	-508	-518	-479	-289	1



Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.10- Баланс электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года. «Расчетный» вариант, млн.кВт.ч

Наименование	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
Итого потребность	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
<b>II. Покрытие</b>														
Выработка электроэнергии, всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186	911	3360
в том числе:														
ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	690
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186	911	2670
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>III. Избыток (+), дефицит (-)</b>	-2004	-2089	-2140	-2190	-2230	-2270	-2300	-2360	-2466	-2515	-2565	-2431	-1739	0
Число часов использования установленной мощности														
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3321	3558	5855
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.11 - Баланс мощности Чеченской энергосистемы в период до 2030 года. «Оптимистический» вариант, МВт

Наименование показателей	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление, млн. кВт.ч	2004	2089	2146	2205	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
Максимум нагрузки	414	416	437	443	448	455	468	485	500	515	530	545	560	720
Резерв мощности	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30
Итого потребность	414	416	437	443	448	455	468	485	530	545	560	575	590	750
<b>II. Покрытие</b>														
Установленная мощность электростанций, всего	-	-	-	-	-	50	50	250	568	574	580	592	916	1268
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	89	89	89	89	401	729
ТЭЦ	-	-	-	-	-	50	50	250	450	450	450	450	450	467
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	36	72
Разрывы мощности, всего	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	36	72
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	36	72
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	36	72
Располагаемая мощность электростанций, всего	-	-	-	-	-	50	50	256	556	556	556	556	868	1196
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	89	89	89	89	401	729
ТЭЦ	-	-	-	-	-	50	50	256	467	467	467	467	467	467
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Недоиспользование мощности	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	310
Используемая в балансе мощность	-	-	-	-	-	50	50	256	556	556	556	556	718	886
Избыток (+), дефицит (-)	-414	-416	-437	-443	-448	-395	-405,5	-220,5	26	11	-4	-19	128	136

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.12 - Баланс электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года.

«Оптимистический» вариант

млн.кВт.ч

Наименование	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление	2004	2089	2146	2205	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
Итого потребность	2004	2089	2146	2205	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
<b>II. Покрытие</b>														
Выработка электроэнергии, всего	-	-	-	-	-	302	344	1202	2597	2919	2931	2955	3354	4258
в том числе:														
ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	160	315	315	315	690	1546
ТЭЦ	-	-	-	-	-	302	344	1190	2101	2568	2568	2568	2568	2568
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	12	24	36	48	72	96	144
ДГА														
<b>III. Избыток (+), дефицит (-)</b>	-2004	-2089	-2146	-2205	-2302	-2164	-2207	-1460	-105	174	131	94	414	478
Число часов использования установленной мощности														
ТЭЦ	-	-	-	-	-	5000	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

В плане развития гидроэнергетики на территории Чеченской Республики рассматриваются также инвестиционные проекты строительства мини ГЭС на Промышленном канале и Чернореченском водохранилище общей мощностью 8 МВт.

Выполнены предпроектные проработки строительства ветропарка на территории республики. В состав ветропарка входят 24 ВЭУ по 1,5 МВт каждая. Общая установленная мощность составляет 36 МВт, предполагаемая годовая выработка электроэнергии – 75 млн. кВт.ч. Предварительное размещение ветропарка планируется в Грозненском районе, между ст. Горячеводской и Петропавловской. Комплексным НИИ РАН г. Грозный разработаны предложения по использованию энергии газодетандерных установок на газораспределительных станциях (ГРС) № 1 и № 2 в г. Грозном и на ГРС «Гудермес», «Ойсунгур», «Мескер-Юрт». По предварительным расчетам от каждой из ГРС может быть передано в энергосистему до 1,5 МВт мощности.

Для «оптимистического» варианта уровней электропотребления балансы мощности и электроэнергии разработаны с учетом приближения вводов мощности на Аргунской ТЭЦ с 2019 г. на 2015 г., ввода 1-й и 2-й очередей каскада Аргунских ГЭС соответственно в 2017-2020 гг. и 2021-2030 гг. и ветропарка в 2016-2020 гг.

При разработке балансов мощности и электроэнергии учтено недоиспользование мощности пиковых ГЭС второй очереди каскада Аргунских ГЭС в размере 150 МВт и размещение резерва мощности на Грозненской ТЭС в размере 30 МВт. Ветропарк учтен только в балансе электроэнергии (в связи с неопределенностью его участия в балансе мощности). Выработка электроэнергии на ГЭС принята согласно их технико-экономическим показателям. Число часов использования установленной мощности Аргунской ТЭЦ принято в размере 6000 час/год, а Грозненской ТЭС – 5500 час/год.

На рис.3.1-3.2. приведен прогноз на период до 2030 г. электропотребления для «расчетного» и «оптимистического» вариантов развития энергосистемы Чеченской Республики.

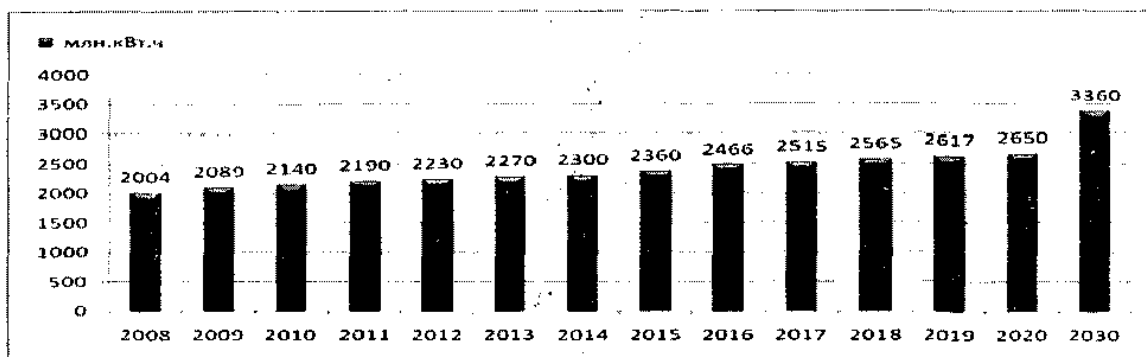


Рис. 3.1. Электропотребление, млн. кВт. ч ( расчетный вариант)

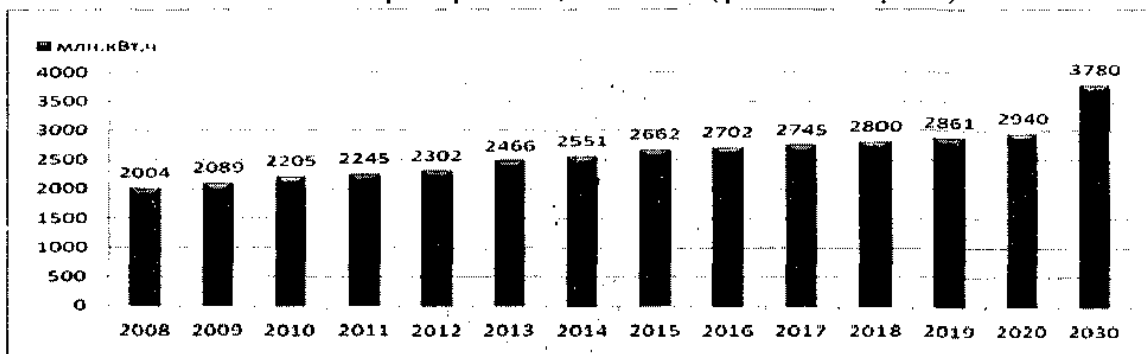


Рис. 3.2. Электропотребление, млн. кВт. ч ( оптимистический вариант)

Из анализов балансов мощности и электроэнергии в расчетном варианте дефицит мощности и электроэнергии в ближайшие годы будет возрастать и может составить в 2017-2018

гг. 470-480 МВт по мощности и 2470-2480 млн. кВт.ч по электроэнергии. В последующий период за счет завершения строительства Аргунской ТЭЦ и ввода Грозненской ТЭС дефицит мощности и электроэнергии будет уменьшаться и может составить в 2020 году 260 МВт по мощности и 1450 млн. кВт.ч по электроэнергии. В 2030 году при вводе второго блока 200 МВт на Грозненской ТЭС дефицит мощности может составить 230 МВт, а электроэнергии - 860 млн. кВт.ч.

В оптимистическом варианте дефицит мощности и электроэнергии в 2019 году может достигнуть 460 - 470 МВт, а электроэнергии 2380-2390 млн. кВт.ч. В последующий период с вводом Грозненской ТЭС и 1-й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС дефицит мощности уменьшится в 2020 году до 230 МВт, а электроэнергии до 1440-1450 млн. кВт.ч. В последующем к 2030 году с учетом ввода второго блока 200 МВт на Грозненской ТЭС и третьей очереди Аргунских ГЭС, Чеченская энергосистема практически будет самобалансироваться (дефицит по мощности 50-60 МВт, по электроэнергии – 140-150 млн. кВт.ч).

На рис.3.3.-3.4. приведен прогноз на период до 2030 г. максимумов нагрузки для «расчетного» и «оптимистического» вариантов развития энергосистемы Чеченской Республики.

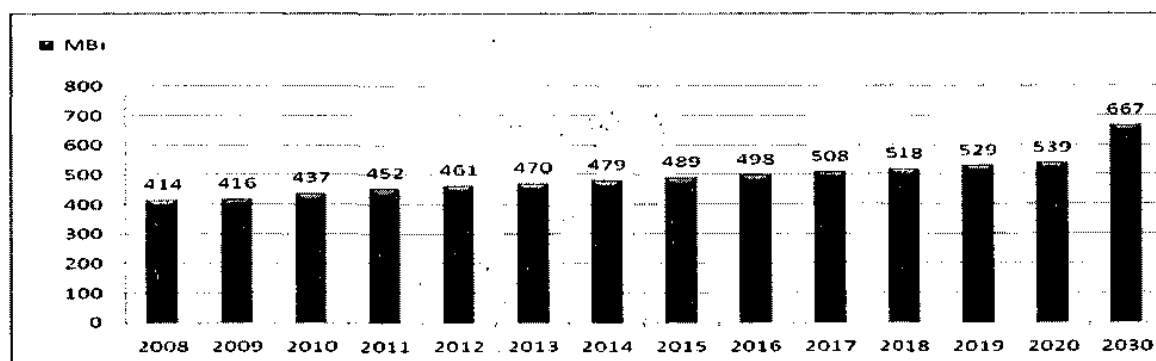


Рис. 3.3. Максимум нагрузки ( расчетный вариант)

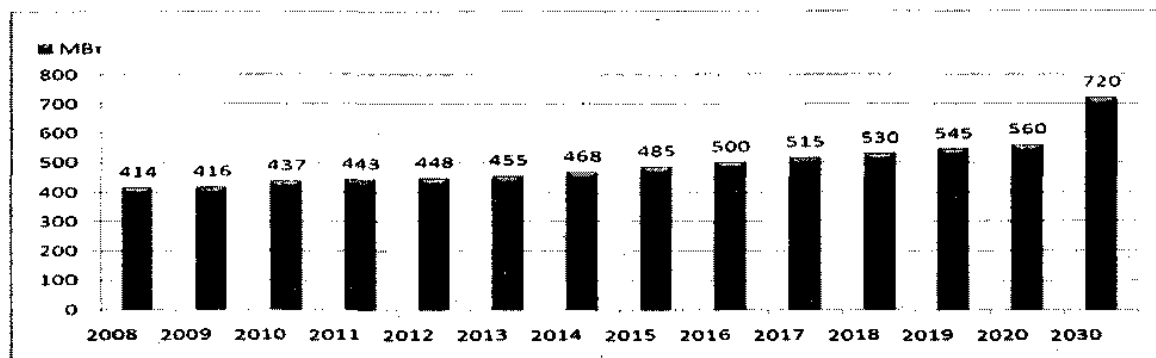


Рис. 3.4. Максимум нагрузки (оптимистический вариант)

На рис.3.5.-3.6. приведен прогноз на период до 2030 г. установленной мощности для «расчетного» и «оптимистического» вариантов развития энергосистемы Чеченской Республики.

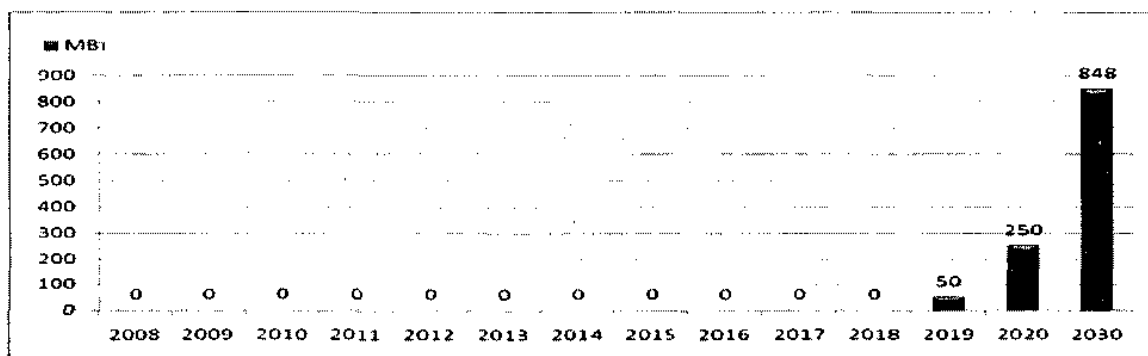


Рис. 3.5. Установленная мощность электростанций (расчетный вариант)

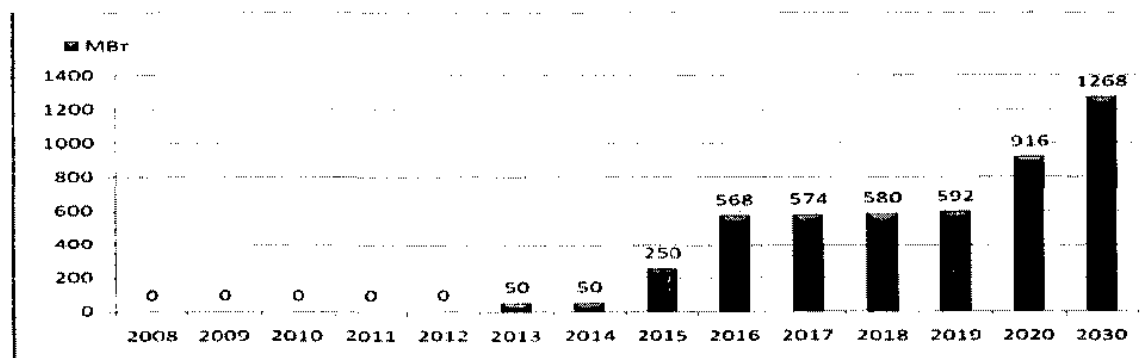


Рис. 3.6. Установленная мощность электростанций (оптимистический вариант)

### 3.5. Развитие электрических сетей

#### 3.5.1. Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ

Схема развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики разработана для уровня нагрузок, соответствующего «расчетному» варианту (по данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ на период 2011-2017 г.г.). В качестве расчетного для этапа развития энергосистемы 2015 г. принято потребление в собственный максимум энергосистемы величиной 489 МВт.

При определении расчётных электрических нагрузок существующих и новых подстанций 110 кВ использованы все имеющиеся материалы о перспективе социально-экономического развития Чеченской республики, в том числе:

- информация ОАО «Нурэнерго» о заключенных договорах на технологическое присоединение потребителей в 2009 г. и в 1-м полугодии 2010г.;
- реестр заявок на технологическое присоединение новых крупных потребителей (нагрузка свыше 1 МВт) к сетям ОАО Нурэнерго» с распределением их по центрам питания 35 и 110 кВ;
- сведения ОАО «Нурэнерго» о выданных технических условиях на присоединение новых потребителей к энергосистеме;
- сведения ОАО «Нурэнерго» о загрузке трансформаторов на подстанциях 35 и 110 кВ в 2008-2010 г.г.
- информация о перспективах социально-экономического развития Чеченской Республики;

В результате обработки вышеперечисленной информации определены расчётные электрические нагрузки действующих подстанций и новых подстанций 35 и 110 кВ, строительство которых потребуется осуществить в период до 2015 года.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

В таблице 3.13 показаны основные составляющие, из которых складывается максимальная нагрузка существующих и новых подстанций 110 кВ на расчетном этапе 2015 года и в соответствии с расчетной максимальной нагрузкой подстанций даны рекомендации по мощности трансформаторов в 2015 г.

Расчет максимальной нагрузки подстанций 110 кВ выполнялся исходя из следующих условий:

- за исходную принята нагрузка подстанций в максимум режимного дня 16.12.2009 г.;
- естественный рост нагрузки на существующих подстанциях принят 1,0 % в год;
- учитывались наиболее крупные новые потребители с нагрузкой выше 1 МВт в соответствии с данными реестра заявок на техприсоединение потребителей к сетям ОАО «Нурэнерго»;
- расчетная нагрузка новых потребителей определена с учётом коэффициента одновременности их максимумов нагрузки 0,9.

В таблице 3.13 приведены нагрузки подстанций 110 кВ Чеченской энергосистемы, принимаемые для расчетов режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше в максимум нагрузки энергосистемы на этапе 2015 г.

При определении нагрузок подстанций 110 кВ, приведенных в таблице 3.14 для нагрузок новых потребителей (кроме ГНПЗ) применялся коэффициент их попадания в максимум нагрузки энергосистемы равный 0,9.

**Таблица 3.13 - Распределение электрических нагрузок существующих, проектируемых и перспективных потребителей Чеченской Республики по центрам питания 110 кВ**

№ № п/п	Наименование подстанций	Существующее состояние на 1.01.2010 г.		Расчетные величины на 2015 г.				
		Мощность тр-ров, МВА	Максимум нагрузки подстанции и МВА	Нагрузка с учетом естественного роста, МВА	Перевод нагрузок и на другие ПС, МВА	Новые нагрузки по ТУ и перспектива, МВА	Максимальная нагрузка подстанции, МВА	Рекомендуемая мощность тр-ров, МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ПС 110/35/10 кВ Шелковская	2x 10	5,6	5,9	-	-	5,9	2x 10
2.	ПС 110/35/10 кВ Ищерская	1x10, 1x16	18,6	19,5	5,3 (ПС 35кВ Горская-3, Горская -1, Калаус) на новую ПС 110 Горская -3	-	14,2	2x25
3.	ПС 110/35/10 кВ Наурская	2x 16	17,6	18,5	-	-	18,5	2x 16
4.	ПС 110/35/10 кВ Червленная	2x6,3	2,2	2,4	-	-	2,4	2x6,3
5.	ПС 110/35/6 кВ Горячейсточненская	2x 16	7,3	7,7	-	-	7,7	2x 16
6.	ПС 110/35/10 кВ Каргалиновская	1 x 10	4,8	5,0	-	-	5,0	2x10

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Продолжение Таблица 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7.	ПС 110/10 кВ Алпатово	1 x 6,3	1,3	1,3	-	-	1,3	1 x 6,3
8.	ПС 110/35/10 кВ Горец	2x25	31,5	33,1		1,7- Чечен-мелиоеодхоз (ПС 35 кВ Урус-Мартан)	34,8	2 x 25 (при условии стр.-ва в 2016-2017 г. в р-не новой ПС 110 кВ)
9.	ПС 110/35/10 кВ Самашки	2x 16	22,5	23,6	12,4 (ПС 35кВ Асиновская, Ачхой-Мартан и Катыр-Юрт) на новую ПС 110 Ачхой-Мартан		11,2	2x 16
10.	ПС 110/35/10 кВ Восточная	1x25, 1x16	17,2	18,1	-	-	18,1	2x25
11.	ПС 110/35/6 кВ Октябрьская	1 X 16	13,5	14,1	7,1 -на новую ПС 110 кВ Восточная-2	-	7,0	2x16
12.	ПС 110/35/10 кВ Северная	2x25	28,9	30,3	10,0 - на новую ПС 110 кВ Комсомольская	2,2- МинБанк, 4,5 -«Грозный Сити»	27,0	2x40
13.	ПС 110/10 кВ Холодильник	1 x25	8,8	9,3	-	-	9,3	2x25
14.	ПС 110/10 кВ Южная	1 x 16	18,2	19,1		3,0-Респ. больница, 4,5 - «Грозный Сити»	26,6	2x25
15.	ПС 110/35/10 кВ ГРП	1 x 16 1 x25	29,0	30,5		2,5- кирпич, з-д, 1,6-стекло. и консервный, з-ды, 5,4- ВНС-9	40,0	2 x 25 (при условии перевода части нагрузки на ПС №84 и Горец при откл. одного тра)
16.	ПС 110/35/6 кВ Ойсунгур	1 x 16 2x25	49,6	52,1	9,1 (ПС 35 кВ Бачи-Юрт, Курчалой) на новую ПС 110 кВ Курчалой		43,0	2 X 25 (с учетом резервирования по ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Курчалой)
17.	ПС 110/35/6 кВ Гудермес	2 x 16	28,9	30,3	15,3 -на новую ПС 110 кВ Гудермес-2	0,9- Аквапарк, 1,1-консерв. з-д (ПС 35 кВ Медтехника)	17,0	2x25
18.	ПС 110/35/6 кВ Цементзавод	2 x25	19,7	20,7	-	4,0 ПКФ «Казбек»	24,7	2x25



**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Продолжение Таблица 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19.	ПС 110/35/10 кВ Шали	2 x 16	28,3	29,7		1,0-в/ч 5157 (ПС 35 кВ Ведено)	30,7	2 x 25 (при условии стр.-ва до 2017 г. ПС 110 кВ Шали-2)
20.	ПС 110/10 кВ № 84	1 x 16	15,6	16,3	-	3,9-Грозн. газо-перерабат. з-д	20,2	2x16
21.	ПС 110/35/10 кВ Аргунская ТЭЦ	2 x 16	19,5	20,5	-	6,5-сах. завод, 2,7-комб-т строймат	29,7	2x 16*
22.	ПС 110/35/10 кВ Консервная	2 x 16	16,3	17,1	4,0 - на новую ПС 110 кВ Комсомольская	-	13,1	2x 16
23.	ПС 110/6 кВ АКХП	1 x 10	2,2	2,3	-	-	2,3	2x10
24.	ПС 110/27,5/10 кВ Ищерская тяг.	1 x 25	-	-	-	-	Нет данных	2x25
25.	ПС 110/35/27,5 кВ Терек тяг.	2 x 25	-	-	-	-	Нет данных	2x25
26.	ПС 110/27,5/10 кВ Гудермес тяг.	1 x 40	-	-	-	-	Нет данных	1x40, 1x25
34.	ПС 110/10-10 Комсомольская					10 - пер. с ПС Северная, 4,0 - пер с ПС Консервная.	14,0	2x25

\*) - мощность трансформаторов с учетом генерации ТЭЦ на шины 10 кВ;

\*\*) - перспективный рост нагрузки в последующий период после 2015

Нагрузка Чеченской энергосистемы в другие характерные периоды времени года и суток 2015 г. (зимний минимум и летний максимум и минимум нагрузок) определена на основании анализа показателей режима электропотребления энергосистемы в режимные дни 2008-2009 гг. и изменения структуры электропотребления в расчетный период, в результате присоединения к энергосистеме новых крупных потребителей (таблица 3.15).

Расчеты для «оптимистического варианта» развития энергосистемы Чеченской Республики выполнялись для уровня потребления энергосистемы в зимний максимум 2015 г. 525-530 МВт. Такой уровень нагрузки определен в результате принятого более высокого естественного роста нагрузки на действующих подстанциях (до 1,5 %), кроме того учтены проработки по восстановлению 2-й очереди Чири-Юртовского цементного завода с увеличением электрической нагрузки на 20 МВт и увеличение нагрузки в г. Грозном за счет более высоких темпов строительства в центральной его части, а также потребление на собственные нужды Грозненской ТЭС.

Таблица 3.14 - Расчетные нагрузки подстанций напряжением 110 кВ в максимум на 2015 г.  
«Расчетный вариант»

Наименование ПС	17.12.2008 г.* (отчет)		16.12.2009 г.* (отчет)		2015 г. (прогноз)			
	P <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	P <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	P <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	P <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>
Грозный-330 (шины 110 кВ) с.н.	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1		50,0
Цементзавод	19,0	6,1	19,0	5,1	23,6	7,3		
Шали	24,0	6,7	27,5	6,5	29,4	8,8		
Аргунская ТЭЦ	13,0	3,1	19	4,5	28,3	9,0	6,0	2,8
Южная	14,8	4,0	17,6	4,8	25,3	8,2		
ГРП	23,0	6,2	28	7,6	38,0	12,5	2,0	1,2
Холодильник	7,4	2,0	8,5	2,3	8,9	2,6		
Северная	31,0	5,9	28,5	4,5	26,0	7,3		
Восточная	18,8	5,1	16,6	4,5	17,4	5,0		
АКХП	3,0	0,8	2,1	0,6	2,2	0,7		
Гудерм. гор.	20,9	11,3	25,4	13,7	15,0	8,0		
Шелковская	4,0	1,1	5,4	1,5	5,7	1,6		
Горячеисточненская	8,8	3,4	7	1,9	7,4	2,1		
Червленая	4,6	2,2	2,0	1,0	2,1	1,1		
Терек тяг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2		
Наурская	25,0	6,8	17	4,6	17,9	4,8		
ПС №84	14,9	4,0	15	4,1	19,3	6,0		
Алпатове	0,7	0,2	1,2	0,3	1,3	0,3		
Ищерская тяг.	0,3	0,1	0,0	0,0	0,5	0,2		
Ищерская	24,3	6,6	17,9	4,9	13,7	3,7		
Самашки	19,3	8,7	20,5	9,3	10,2	4,6		
Горец	34,2	11,7	29,6	10,2	32,8	11,6		
Октябрьская	12,8	3,5	13,0	3,5	6,8	1,8		
Гудермес тяг	0,3	0,1	0,1	0,0	0,5	0,2	2,5	1,5
Ойсунгур	42,0	20,0	44,8	21,3	38,8	18,5	2,0	1,2
Каргалинская	5,0	1,4	4,6	1,2	4,8	1,3		
Консервная	-	-	16,0	3,2	12,8	2,6	2,0	1,2
Гудермес-Сити					10,5	5,2		
Восточная-2					6,9	1,8		
Курчалой					8,2	3,9		
Ачхой-Мартан					11,3	5,1		
ГНПЗ					19,4	9,5		
Горская-3					5,1	1,4		
Гудермес-2					13,5	7,3		
Комсомольская					13,4	4,0		
Итого по энергосистеме:	371,3	121,1	386,5	121,2	477,7	168,3	14,5	57,9
Потери в сети					11,3			
Собственный максимум:	414,0		416,0		489,0			

\*)-нагрузки подстанций 110 кВ для максимума нагрузки энергосистемы в режимные дни

Таблица 3.15. Расчетная нагрузка и показатели режима электропотребления Чеченской энергосистемы в характерные периоды времени года и суток за 2008-2009 гг. и на 2015 г.

«Расчетный» вариант

Наименование режима и показателей	2008 г.	2009 г.	2015 г.
<i>Зимний режимный день</i>	17.12.2008г.	16.12.2009г.	прогноз
Максимум нагрузки	392	401	489
Минимум нагрузки	298	286	357
<i>Летний режимный день</i>	18.06.2008г.	17.06.2009г.	прогноз
Максимум нагрузки	266	275	356
Минимум нагрузки	160	174	228
Суточная неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>мин</sub> /Р <sub>макс</sub> ) % графика рабочего дня			
зима	0,760	0,713	0,73
лето	0,601	0,633	0,64
Годовая неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>макс.летн.</sub> /Р <sub>макс.зимн.</sub> ),%	0,678	0,685	0,728

### 3.5.2. Развитие электрических сетей 330 кВ

Основные направления развития электрической сети напряжением 330 кВ и выше в юго-восточной зоне ОЭС Юга (Кабардино-Балкарская, Северо-Осетинская Чеченская и Дагестанская энергосистемы) определены в работе «Корректировка Схемы развития ОЭС Юга на период до 2020 года, включая схему развития электрических сетей напряжением 220 кВ и выше», ОАО «ЮИЦЭ» «Южэнергосетьпроект», 2006 г. Дополнительное обоснование и уточнение схемы и параметров электросетевых объектов, рекомендованных для строительства вышеупомянутой работой, было выполнено при разработке «Схемы развития ЕЭС и ОЭС России, включая развитие Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) напряжением 220 кВ и выше на перспективу до 2015 г.», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2010 г. и в работе «Схема и программа развития единой энергетической системы России на период 2010-2016 гг.», 2010 г.

Как уже упоминалось выше, покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется через ПС 330/110 кВ Грозный и по связям 110 кВ от Дагестанской, Северо-Осетинской, Ингушской и Ставропольской энергосистем. ПС 330 кВ Грозный включена в транзит 330 кВ Владикавказ-2 - Чирюрт, который также обеспечивает передачу мощности из ОЭС Юга в Дагестан и экспорт в энергосистему Азербайджана, а в летний период при наличии в Дагестанской энергосистеме значительных избытков мощности - их выдачу в ОЭС Юга.

В максимум зимнего режимного дня 17.12.2008 г. при суммарном потреблении республики 382 МВт через ПС 330 кВ Грозный при одном АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА в сеть 110 кВ передавалось 114 МВт (нагрузка АТ 125 МВА - 123 МВА). В 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный был введен второй АТ 330/110 кВ 125 МВА. В режимный день 16.12.2009 г. при потреблении республики 390 МВт суммарная нагрузка АТ 2x125 МВА на ПС Грозный достигала 201,5 МВА.

Анализ загрузки связей 110 и 330 кВ энергосистемы Чеченской республики с энергосистемами соседних субъектов РФ показал, что наиболее загруженными в максимум энергосистемы 2008 г. при наличии одного АТ 125 МВА на ПС Грозный были обе ВЛ 110 кВ Моздок - Ищерская (переток по каждой ВЛ достигал 55-60 МВт) и ВЛ 110 кВ Плиево - Самашки -

ГПР (до 75 МВт). С вводом в 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА нагрузка ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок снизилась до 40-43 МВт на цепь и от ПС 110 кВ Плиево до 42 МВт.

По имеющейся информации максимальная нагрузка энергосистемы Чеченской республики в ОЗП 2009-2010 г.г. достигала 437 МВт. Как показали выполненные расчеты, даже с учетом выполнения в 2011-2012 г.г. первоочередных мероприятий по усилению межсистемных связей 110 кВ (строительство ВЛ 110 кВ Плиево - Горец и др.) и замыкании всех связей по сети 110 кВ Чеченской энергосистемы с соседними энергосистемами в максимум 2012-2013 г. при потреблении энергосистемы 460-470 МВт нагрузка ПС Грозный с двумя АТ по 125 МВА составит около 195 МВА. При отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка второго будет достигать 158 МВА или 127 % его номинальной мощности.

Для исключения перегрузки АТ на ПС Грозный в ремонтных схемах согласно Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 г. предусматривается установка третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА.

При установке третьего АТ 330/110 кВ на ПС Грозный его подключение к ОРУ 330 кВ рекомендуется выполнить через два выключателя (аналогично подключению ВЛ 330 кВ). Присоединение третьего АТ к ОРУ 110 кВ, выполненному по схеме 110-9 (одна секционированная система сборных шин), рекомендуется выполнить через развилку из разъединителей или выключателей. Такое присоединение третьего АТ к ОРУ 110 кВ обеспечит сохранение в работе не менее двух АТ при выводе в ремонт или отключении одной из секций шин 110 кВ. Следует заметить, что подключение АТ через развилку из выключателей обеспечивает его автоматическое сохранение в работе при аварийном отключении секции шин 110 кВ, тогда как при подключении через развилку из разъединителей потребуются выполнение оперативных переключений для ввода в работу отключившегося АТ.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети Чеченской энергосистемы напряжением 110-330 кВ для схемы сети 110 кВ, планируемой на 2015 г., при потреблении энергосистемы 490 МВт показал, что суммарная нагрузка автотрансформаторов 3x125 МВА на ПС Грозный в нормальной схеме составляет 241 МВА. При отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка оставшихся в работе не превышает 210 МВА (84 % их номинальной мощности), перетоки мощности по связям 110 кВ с соседними энергосистемами не превышают допустимых величин.

При отключении одной из секций шин 110 кВ на ПС 330 кВ Грозный и двух АТ 330/110 кВ в максимум нагрузок 2015 г. нагрузка оставшегося в работе АТ 125 МВА составит 154 МВА (123% номинальной мощности). Такая перегрузка АТ допустима в аварийных режимах не менее 2-х часов (ПТЭ 2003 г., п. 5.3.15), что вполне достаточно для оперативных переключений по вводу в работу отключившегося АТ в случае его присоединения к ОРУ 110 кВ через развилку из разъединителей.

При увеличении потребления Чеченской энергосистемы до 530 МВт суммарная нагрузка автотрансформаторов на ПС Грозный в нормальной схеме увеличивается до 262 МВА, а при отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ нагрузка оставшихся в работе не превышает 232 МВА (93 % их номинальной мощности).

Из выше приведенных данных следует, что установка на ПС Грозный трех АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый обеспечит надежное электроснабжение потребителей на территории Чеченской Республики при росте потребления на ее территории до 490 МВт, что соответствует прогнозируемому уровню потребления в «расчетном» варианте на 2015 г.

Однако, при рассмотрении режимов работы электрической сети в летний максимум нагрузок при потреблении Чеченской энергосистемы 356 МВт было установлено, что при отключении ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный из-за перегрузки по длительно допустимому току ВЛ 110 кВ на связях с Дагестанской энергосистемой потребуются выполнить деление сети 110 кВ по перегружающимся ВЛ 110 кВ между Чеченской и Дагестанской энергосистемами. При этом в качестве мероприятия, по исключению (снижению) перегрузки ВЛ 110 кВ было рассмотрено строительство ПС 330/110 кВ в районе г. Гудермеса. Анализ результатов расчетов показал, что строительство ПС 330 кВ Гудермес практически не снижает перетоки мощности по ВЛ 110 кВ между Дагестанской и Чеченской энергосистемами при отключении ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный

в летний максимум нагрузок и не исключает деление сети 110 кВ по перегружающимся ВЛ 110 кВ.

Наиболее тяжелым режимом в летний период может быть режим аварийного отключения ВЛ 330 кВ Грозный - В-2, если в ремонте находится ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный (потеря питания ПС Грозный на напряжении 330 кВ).

Анализ результатов расчетов с рассмотрением режима работы электрической сети в летний максимум нагрузок при ремонте ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный и аварийном отключении ВЛ 330 кВ Грозный - В-2 показал следующее:

*1. В схеме сети на 2015 г. без строительства новой ПС 330 кВ в Чеченской энергосистеме:*

- перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес тяговая и ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур достигают соответственно 84 МВт (454 А) и 160 МВт (865 А), напряжение в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» снижаются до 106-107 кВ;

- ограничение генерации в Дагестанской энергосистеме для разгрузки перегружаемых ВЛ 110 кВ неэффективно (потребуется ОГ = 400-500 МВт);

- деление сети 110 кВ по перегружаемым связям Дагэнерго - Нурэнерго приводит к снижению напряжения в сети 110 кВ Нурэнерго до 80-84 кВ и перегрузке ВЛ 110 кВ со стороны «Ингушэнергосеть» и Самашки - ГРП. При таком делении сети 110 кВ для восстановления режима работы сети 110 кВ, допустимого в послеаварийных режимах (перетоки по ВЛ в пределах длительно допустимых, напряжение не ниже 101 кВ), потребуется ограничить нагрузку в энергосистеме Чеченской Республики не менее чем на 80 МВт;

- более эффективным мероприятием в такой ситуации является выделение района Чеченской энергосистемы, прилегающего к Дагестанской энергосистеме, с нагрузкой, обеспечивающей работу ВЛ 110 кВ на связях Дагэнерго - Нурэнерго без токовой перегрузки, например, деление по ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Горячейсточненская, Грозный - Цемзавод, Грозный - Гудермес тяг. и Грозный - Аргунская ТЭЦ (2 ВЛ). При таком делении переток мощности по ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур не превышает 88 МВт (485 А), что после реконструкции ВЛ с подвеской провода АС-185 допустимо при температуре воздуха до 30°C. Напряжение в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» обеспечивается при делении сети не ниже 104-105 кВ при условии установки на ПС Грозный КУ мощностью 50 Мвар, без КУ на ПС Грозный - не ниже 101 кВ.

*2. В качестве мероприятия, обеспечивающего электроснабжение потребителей Чеченской Республики в летний максимум нагрузок 2015 г. при ремонте ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный и аварийном отключении ВЛ 330 кВ Грозный - В-2 рассмотрено строительство новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес.*

Анализ результатов расчетов режима работы электрической сети показал:

- в нормальной схеме нагрузка ПС 330 кВ Гудермес в летний максимум нагрузок при установке двух АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА составляет 36,5 МВА, при этом ввод новой подстанции 330 кВ незначительно (на 3-5 МВт) снижает загрузку ВЛ 110 кВ на связях с Дагестанской энергосистемой;

- при ремонте ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный и аварийном отключении ВЛ 330 кВ Грозный - В-2 нагрузка ПС 330 кВ Гудермес увеличивается до 94 МВА, при этом перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес тяговая и ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур составляют соответственно 75 МВт (389 А) и 142 МВт (750 А), напряжение в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» обеспечивается не ниже 109 кВ при условии установки на ПС Грозный КУ мощностью 50 Мвар, без КУ на ПС Грозный - не ниже 105 кВ. Для ВЛ 110 кВ с проводом АС 185 длительно допустимый ток при температуре воздуха 25°C составляет 510 А. Таким образом, строительство ПС 330 кВ Гудермес не исключает необходимость отключения перегружаемых ВЛ 110 кВ на связях с Дагестанской энергосистемой. При этом нужно отметить, что:

- деление сети 110 кВ по перегружаемым связям Дагэнерго - Нурэнерго приводит к увеличению нагрузки ПС 330 кВ Гудермес до номинальной мощности двух АТ - 250 МВА, напряжение в сети 110 кВ «Нурэнерго» обеспечивается не ниже 109 кВ, при наличии на ПС Гудермес только одного АТ 125 МВА его нагрузка в таком режиме составит 212 МВА (170 % номинальной);

- при делении сети 110 кВ по ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур и Акташ - Гудермес тяговая и сохранении в работе ВЛ 110 кВ Кизляр-1 - Гудермес переток мощности по последней составит 71 МВт (366 А), что допустимо для ВЛ с проводом АС-150, нагрузка АТ на ПС Гудермес снижается до 206 МВА при двух АТ по 125 МВА и до 169 МВА (135% номинальной) при одном АТ 125 МВА. Переток мощности по ВЛ 110 кВ Кизляр-1 -Каргалинская при наличии только одного трансформатора на ПС 330 кВ Гудермес увеличивается до 84 МВт (425 А), длительно допустимый ток для ВЛ 110 кВ с проводом АС 150 при температуре 30°C составляет 423 А.

Из выше изложенного следует, чтобы обеспечить допустимые параметры режима сети 110 кВ в летний период при выводе в ремонт ВЛ 330 кВ, отходящих от ПС 330 кВ Грозный, без строительства новой ПС 330 кВ Гудермес необходимо выполнить деление сети 110 кВ с выделением района Чеченской энергосистемы, прилегающего к Дагестанской энергосистеме.

Строительство новой ПС 330 кВ обеспечивает лучшие условия электроснабжения потребителей Чеченской республики при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Грозный - В-2 если в ремонте находится ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный (потеря питания ПС Грозный на напряжении 330 кВ). Однако, на новой ПС 330 кВ Гудермес потребуется сразу установить АТ 330/110 кВ 2х125 МВА и строительство новой ПС 330 кВ не исключает необходимость деления сети 110 кВ по связям с Дагестанской энергосистемой при выводе в ремонт ВЛ 330 кВ, отходящих от ПС 330 кВ Грозный.

Таким образом, если рассматривать в качестве расчетного режима вывод в ремонт одной из отходящих от ПС Грозный ВЛ 330 кВ и аварийное отключение второй ВЛ 330 кВ (потеря питания ПС Грозный на напряжении 330 кВ), то можно рекомендовать строительство к 2015 г. новой подстанции 330 кВ в энергосистеме Чеченской республики в районе г. Гудермес.

Для присоединения к сети 330 кВ ОЭС Юга ПС 330 кВ Гудермес рекомендуется построить заходы от ВЛ 330 кВ Моздок - Артем протяженностью 35-40 км. Ввод ВЛ 330 кВ Моздок - Артем с ПС 330 кВ Артем планируется в 2011 г. К ОРУ 330 кВ ПС Гудермес кроме двух ВЛ 330 кВ, подключаемых с вводом подстанции (на ПС Моздок и ПС Артем), предполагается подключение еще двух ВЛ 330 кВ, предварительно в направлении на ПС 330 кВ Шатой и В-500 (потребуется при реализации строительства каскада Аргунских ГЭС первой и второй очереди в Чеченской Республике). Таким образом, ОРУ 330 кВ ПС Гудермес при полном развитии подстанции должно обеспечивать присоединение четырех ВЛ 330 кВ и двух АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА. ОРУ 330 кВ рекомендуется выполнить по схеме 330-15 «трансформаторы-шины с присоединением ВЛ через два выключателя».

Размещение ПС 330 кВ Гудермес при определении схемы ее присоединения к сети 110 кВ рассматривается северо-восточнее г. Гудермес. При таком размещении подстанции рекомендуется ее присоединение к сети 110 кВ осуществить путем захода двух ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Шелковская и Гудермес тяг. - Ойсунгур (ввод данной ВЛ с подвеской провода намечен на 2011 г.). Протяженность заходов ориентировочно составит 1 км и 4,5 км соответственно. Кроме того, для усиления питания ПС 110 кВ Гудермес рекомендуется строительство новой ВЛ 110 кВ протяженностью 13 км «Гудермес-330 - Гудермес-110». Таким образом, ОРУ 110 кВ ПС Гудермес-330 при вводе должно обеспечивать присоединение пяти ВЛ 110 кВ и двух АТ 330/110 кВ, а также иметь возможность расширения в перспективе для присоединения двух (трех) ВЛ 110 кВ. ОРУ 110 кВ рекомендуется выполнить по схеме 110-13 «две рабочие системы шин».

**Развитие межсистемных связей по усилению транзита 330 кВ ОЭС Юга - Дагестан.** При прогнозируемом в период до 2015 г. росте нагрузки в Дагестанской и Чеченской энергосистемах и планируемом экспорте из Дагестанской энергосистемы в Азербайджан балансовый переток мощности из ОЭС Юга в сечении между ОЭС и Дагестанской и Чеченской энергосистемами может достигать в 2011-2012 г.г. 820-835 МВт, а в 2013-2014 г.г. - 850-920 МВт.

В летний период Дагестанская энергосистема избыточна по мощности. В вечерний и дневной максимумы нагрузки летних суток 2008-2009 г.г. избытки мощности составляли 290-945 МВт практически при нулевом перетоке по связям с энергосистемой Азербайджана. При выдаче полной мощности ГЭС Дагестана избытки мощности могут достигать 1050-1100 МВт.

Пропускная способность по статической устойчивости существующих связей 110 и 330 кВ в сечении между ОЭС Юга и Дагестанской энергосистемой (ВЛ 330 кВ Чирюрт - Буденновск и

Чириурт - Грозный - В-2 и шунтирующие их ВЛ 110 кВ) в направлении из Дагестанской энергосистемы в ОЭС составляет 900-950 МВт.

Как видно из приведенных выше данных, пропускная способность существующих связей Дагестанской энергосистемы с ОЭС Юга, обеспечивающих транзит мощности из ОЭС в Дагестанскую энергосистему и выдачу избытков мощности Дагестанской энергосистемы в ОЭС, не соответствует требуемым перетокам мощности по этим связям.

Покрытие расчетного дефицита мощности Чеченской и Дагестанской энергосистем предусматривается за счет перетоков мощности из ОЭС Юга, для чего потребуются обеспечить необходимую пропускную способность сети 330 кВ, связывающей энергосистемы с ОЭС.

Для усиления связей ОЭС с Дагестанской энергосистемой выполнен проект и ведется строительство ВЛ 330 кВ Моздок - Артём с ПС 330 кВ Артем и заходами ВЛ 330 кВ Чириурт - Махачкала. Ввод этой ВЛ протяженностью 274 км (в том числе 125 км по территории Чеченской Республики) в Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» намечен на 2011 г. и обеспечит увеличение допустимого по статической устойчивости перетока мощности по связям Дагестанской и Чеченской энергосистем с ОЭС в нормальной схеме с учетом перетоков по сети 110 кВ до 1230 МВт на выдачу из Дагестана и до 900 МВт на прием мощности в Дагестан. В послеаварийных режимах допустимый переток по связям ОЭС с Дагестанской энергосистемой снижается до 930 МВт на выдачу и до 700-750 МВт на прием мощности в Дагестанскую энергосистему. Допустимые перетоки на прием в Дагестан определены при условии замены на ПС 330 кВ В-2 синхронного компенсатора с располагаемой мощностью 32 Мвар на два СТК с генерацией реактивной мощности не менее 100 Мвар. В случае, если в 2011 г. на ПС В-2 не будут установлены СТК, то допустимые по статической устойчивости перетоки мощности снижаются на 30-40 МВт.

Из приведенных выше данных следует, что ввод ВЛ 330 кВ Моздок - Артём обеспечивает необходимую пропускную способность сети на передачу мощности из ОЭС в Дагестанскую энергосистему лишь в нормальной схеме сети 330 кВ. В послеаварийных же режимах экспортный переток в Азербайджан в размере 300 МВт может быть обеспечен лишь за счет ввода резерва мощности на Ирганайской или Чиркейской ГЭС на 100-150 МВт.

Для дальнейшего увеличения пропускной способности сети 330 кВ в направлении Дагестанской энергосистемы в инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» предусматривается строительство:

- в 2012-2013 гг. ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 (увеличивает пропускную способность на 50 МВт в нормальной схеме и на 80-90 МВт в послеаварийных режимах);

- в 2013-2015 гг. ВЛ 500 кВ Невинномысск - Моздок с ПС 500 кВ Моздок (увеличивает пропускную способность сети 330 кВ на 180-200 МВт в нормальной схеме и на 120-250 МВт в послеаварийных режимах).

Ввод в эксплуатацию выше названных объектов обеспечит пропускную способность связей Дагестанской и Чеченской энергосистем с ОЭС в нормальной схеме до 1330 МВт на выдачу мощности из Дагестанской энергосистемы и до 1130 МВт на прием мощности из ОЭС в Дагестан. В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 330 или 500 кВ допустимый переток с 20 % запасом по статической устойчивости в сечении ОЭС Юга - Дагестанская и Чеченская энергосистемы снижается до 870 МВт при передаче мощности в Дагестан и до 1070 МВт при выдаче мощности из Дагестана в ОЭС Юга.

Анализ складывающихся в период 2014-2020 г. балансов мощности в юго-восточной зоне Северного Кавказа для «расчетного» варианта (таблица 3.23) показал, что при прогнозируемом росте нагрузки и увеличении с 2015 г. экспорта в Азербайджан и Иран (до 500 МВт) переток мощности в сечении ОЭС Юга - Дагестанская и Чеченская энергосистемы уже в 2016 г. превысит величину предельно допустимую по статической устойчивости.

В складывающейся ситуации для обеспечения планируемого увеличения экспорта в Азербайджан и Иран представляется целесообразным обеспечить снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой за счет снижения дефицита мощности в Чеченской энергосистеме. В этом плане предлагается приблизить сроки ввода генерирующих мощностей в энергосистеме Чеченской Республики, в соответствии с предложением Правительства Чеченской Республики, которое одобрено Минэнерго РФ.

Предлагается обеспечить в 2013-2016 гг. ввод мощности на Аргунской ТЭЦ (увеличение на 50 МВт) и на Грозненской ТЭС - 400 МВт в 2015-2016 гг. (развитие энергосистемы по «оптимистическому варианту»). Тем самым будет обеспечено снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой до величины допустимых по статической устойчивости перетоков мощности и создан достаточный резерв пропускной способности сети.

Необходимо также отметить, что в настоящее время покрытие потребности в электроэнергии Чеченской Республики осуществляется при дефиците реактивной мощности (полное отсутствие источников реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы). Потребность в реактивной мощности порядка 185 Мвар покрывается за счет внешних перетоков 158 Мвар (85 %) и 27 Мвар (15 %) - генерация ВЛ 110 кВ. В связи с большими перетоками активной и реактивной мощности по сети 110 кВ Чеченской Республики напряжение в максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 г. в сети 110 кВ поддерживалось в пределах 98-113 кВ, наиболее высокие напряжения в районе, прилегающем к ПС 330 кВ Грозный.

Как будет показано ниже в подразделе 3.7 «Условия регулирования напряжения и размещение источников реактивной мощности», в «расчетном» варианте покрытия потребности энергосистемы Чеченской Республики на уровне 2015 г., ориентированном на получение электроэнергии из ОЭС, для обеспечения напряжения в сети 110 кВ в нормальном режиме близким к 1,05 номинального (115 кВ) потребуется ввод мощности компенсирующих устройств для генерации реактивной мощности в сети энергосистемы не менее 115-120 Мвар. При вводе в Чеченской энергосистеме до 2015 г. электростанций в предлагаемом объеме практически полностью решается проблема дефицита реактивной мощности в энергосистеме.

Если не будет принят «оптимистический» вариант развития энергосистемы Чеченской Республики (ускоренный ввод мощности на ТЭС в энергосистеме Чеченской Республики), то как было выше отмечено, для увеличения объема экспорта электроэнергии в Азербайджан и Иран с 2015 г. потребуется обеспечить повышение пропускной способности сети 330 кВ в направлении Дагестанской энергосистемы (строительство новой ВЛ 330 либо 500 кВ от проектируемой ПС 500 кВ Моздок в район гг. Махачкалы, Буйнакска). Решение такой задачи в рамках выполняемой работы не представляется возможным и должно решаться при проработке развития основной сети ОЭС Юга на перспективу до 2020-2030 гг.

В зависимости от принятого решения по обеспечению экспортных перетоков мощности через территорию Чеченской энергосистемы будет определяться напряжение и размещение нового центра питания сети 110 кВ. При развитии энергосистемы по «расчетному» варианту строительство нового питающего центра сети 110 кВ (ПС 330 кВ) может потребоваться лишь к 2020 г. Наиболее предпочтительным пунктом для размещения нового центра питания сети 110 кВ является район г. Гудермеса, где интенсивно развивается промышленность и инфраструктура.

В «оптимистическом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики развитие сети 330 кВ на территории энергосистемы потребуется также к 2020 г. и будет обусловлено необходимостью выдачи мощности второй очереди каскада Аргунских ГЭС.

Для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС (312 МВт) рекомендуется строительство ПС 330/110 кВ Шатой, на которую по ВЛ 110 кВ и ВЛ 330 кВ Итум-Калинская ГЭС - Шатой предлагается присоединять ГЭС и далее по ВЛ 330 кВ Шатой - Грозный и Шатой - Гудермес - Владикавказ-500 выдавать избыточную мощность в сеть объединенной энергосистемы Юга.

Для выдачи мощности 3-ей очереди каскада Аргунских ГЭС рекомендуется строительство ВЛ 330 кВ Химойская ГЭС - Шатой и строительство ВЛ 330 кВ Химойская ГЭС - Ботлих (связь Андийского каскада ГЭС с Чеченской энергосистемой).

В данной работе даны лишь предварительные рекомендации по выдаче мощности каскада Аргунских ГЭС. Схема выдачи мощности каскада Аргунских ГЭС должна детально прорабатываться при проектировании каскада ГЭС в соответствии с принятыми сроками ввода, устанавливаемого на ГЭС оборудования и уточнения энергетических показателей.



Таблица 3.16. Планируемые перетоки мощности по связям 110 и 330 кВ в сечении между ОЭС Юга и Дагестанской, Чеченской энергосистемами в зимний период 2014-2020 гг., МВт

(«оптимистический» вариант баланса мощности)

Наименование	Годы						
	2014	2015	2016	2017.	2018	2019	2020
<b>1. Собственный дефицит мощности энергосистем</b>							
Дагестанской: в максимум нагрузок	162	190	207	240	270	295	320
в минимум нагрузок	529	540	552	565	579	595	610
Чеченской: в максимум нагрузок	473	483	492	502	512	473	283
в минимум нагрузок	345	352	358	366	373	336	164
<b>Итого требуемый переток для покрытия дефицита:</b>							
в максимум нагрузок	635	673	699	742	782	748	603
в минимум нагрузок	874	892	910	931	952	931	774
<b>2. Экспорт из Дагестанской энергосистемы:</b>							
максимум нагрузок	300	500	500	500	500	500	500
в минимум нагрузок	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. Всего планируемый переток с учетом экспорта:</b>							
в максимум нагрузок	935	1173	1199	1242	1282	1248	1103
в минимум нагрузок	874	892	910	931	952	931	774
<b>4. Допустимый переток по статической устойчивости:</b>							
В полной схеме	<b>1130</b>						
При отключении одной ВЛ 330 кВ (наименьшая величина с $K_{зан.} = 20\%$ )	<b>873</b>						

### 3.6. Электрические расчеты

#### 3.6.1. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ

Из анализа существующего состояния, режимов работы электрических сетей 110 кВ и прогнозируемого роста электрических нагрузок Чеченской энергосистемы вытекают следующие основные задачи развития сети в период до 2015 г.:

- усиление межсистемных связей энергосистемы Чеченской Республики с энергосистемами соседних субъектов РФ;
- формирование внутренней сети энергосистемы с целью повышения надежности электроснабжения потребителей;
- снижение загрузки сети 35 кВ, которая существенно повысившись в последние годы привела к увеличению потерь электрической энергии в сети;
- увеличение мощности трансформаторов на ряде подстанций 110 кВ, где загрузка трансформаторов в последние годы достигала 70- 90 % их номинальной мощности;

- проведение реконструкции и техпервооружения ряда ВЛ и ПС, выработавших свой эксплуатационный ресурс;

- изменение схем подстанций для повышения надежности электроснабжения потребителей

При разработке рекомендаций по развитию сети 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики на 2011-2015-2020 гг. учитывались следующие документы:

- «Долгосрочная инвестиционная программа ОАО «Нурэнерго» на 2009-2015 гг.;

- «Программа восстановления и завершения строительства пусковых объектов электроэнергетики на территории Чеченской Республики на 2011-2013 гг.», ОАО «Холдинг МРСК», Минэнерго РФ, 2010 г.;

- данные ОАО «Нурэнерго» по ВЛ и ПС 35 и 110 кВ, отработавших срок эксплуатации, для которых требуется проведение реконструкции и техпервооружения в период до 2015 г.;

- сведения ОАО «Нурэнерго» по оборудованию, установленному на восстановленных подстанциях 35 и 110 кВ на 1.01.2010 г.

- технические условия на технологическое присоединение новых крупных потребителей к электрическим сетям ОАО «Нурэнерго».

Разработаны Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на 2010-2020 гг. для «расчетного» и «оптимистического» вариантов (рис.3.7-3.8). Развитие электрических сетей по «Расчетному варианту» будет отличаться лишь объектами, предназначенными для выдачи мощности электростанций, которые в «оптимистическом» варианте сооружаются в более ранние сроки.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ выявил ряд участков, где имеют место высокие перетоки мощности по ВЛ, близкие к максимально допустимой токовой нагрузке для проводов ВЛ и существующие сети уже не могут обеспечить необходимую пропускную способность, требуемое качество электроснабжения потребителей по напряжению, что приводит к повышенным потерям электрической энергии в сети.

Наибольшие перетоки мощности в сети 110 кВ энергосистемы в максимум зимнего режимного дня 2009 г. имели место по ВЛ 110 кВ: Ищерская - Наурская - 44 МВт (239 А), Наурская - ПС № 84 - 44 МВт (239 А), Грозный - Аргунская ТЭЦ - 61 МВт (316 А), Грозный - Восточная - 42 МВт (224 А), Аргунская ТЭЦ - Шали - 47 МВт (254 А). По другим ВЛ 110 кВ перетоки мощности находились в пределах нормируемой плотности тока. Необходимо отметить, что в 2009 г. после ввода второго АТ существенно снизилась загрузка ВЛ 110 кВ Ищерская - Наурская - ПС № 84 - ГРП, по которой обеспечивается транзит мощности от ПС Ищерская в центральную часть Чеченской энергосистемы. Высокая загрузка выше названных ВЛ свидетельствует о необходимости усиления сети 110 кВ на отдельных ее участках.

Для повышения надежности функционирования энергосистемы Чеченской Республики рекомендуется в 2011-2012 г.г. выполнить мероприятия, обеспечивающие работу электрической сети 110 кВ в замкнутом режиме. В этом плане наиболее важным является:

- установка третьего АТ 330/110 кВ на ПС Грозный;

- строительство ВЛ 110 кВ Горец - Плиево (Л-202) и восстановление ВЛ 110 кВ Плиево - Ищерская (Л-122) - повышение пропускной способности связей с энергосистемой Республики Ингушетия;

- реконструкция ВЛ 110 кВ Ярык Су - Ойсунгур и ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Гудермес гор. (Л-126) с увеличением сечения провода - повышение пропускной способности связей с Дагестанской энергосистемой и снятие перегрузки ВЛ;

- восстановление ВЛ 110 кВ (подвеска провода) Ойсунгур - Гудермес тяговая;

- строительство (восстановление) ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ-4 и Аргунская ТЭЦ-4 - Гудермес гор. - повышение надежности электроснабжения г.Гудермеса, снижение нагрузки на действующую ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ-4.

Для повышения надежности и качества электроснабжения южных районов республики предусматривается строительство ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ-4 - Шали (Л-160).

Для ввода 2-й очереди ПС 110 кВ Южная предусматривается строительство линейной ячейки в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Грозный - повышение надежности электроснабжения центральной части г. Грозный.

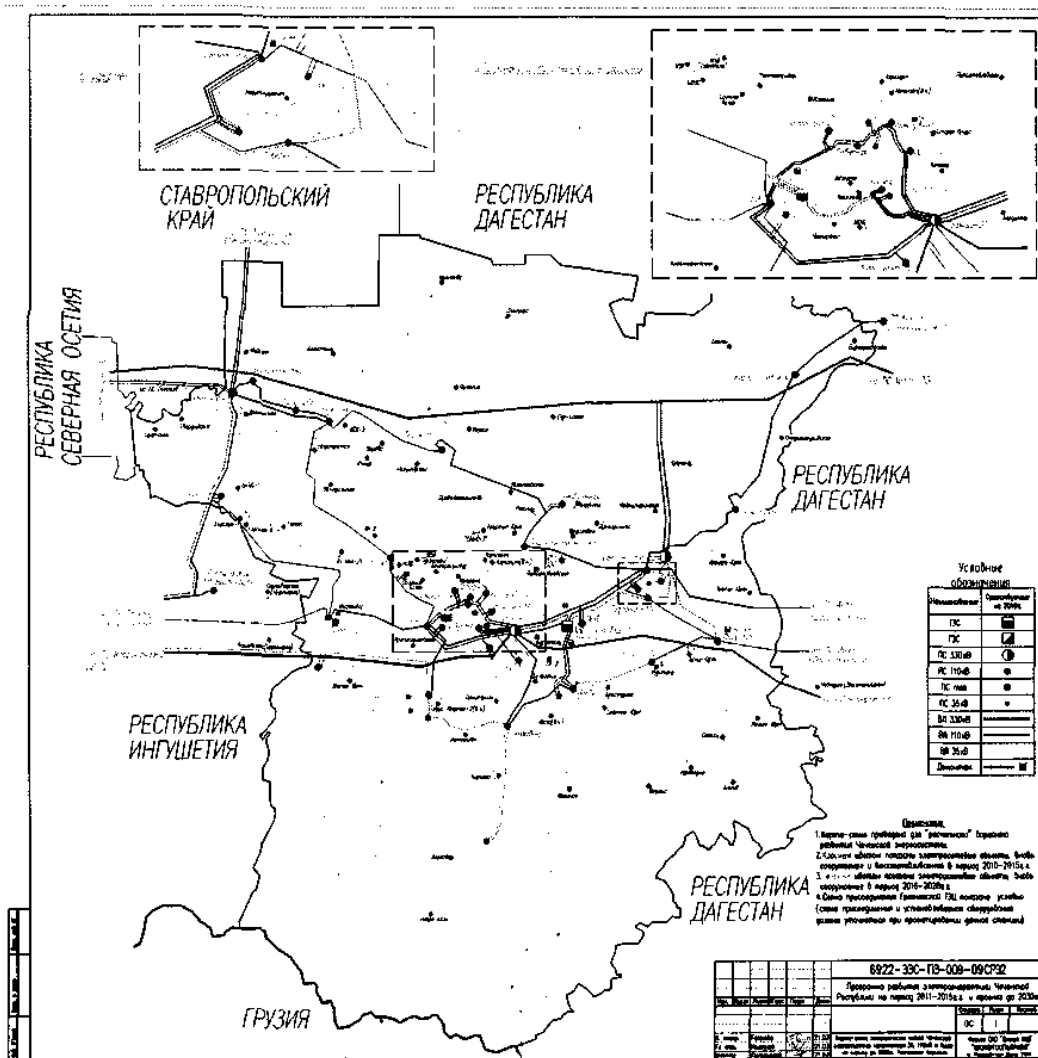


Рис. 3.7. Карта-схема электрических сетей 35, 110 кВ и выше на период до 2020 г. «Расчетный» вариант.

Для электроснабжения Грозненского нефтеперерабатывающего завода (ГНПЗ) предусматривается строительство новой ПС 110/10 кВ «ГНПЗ» с трансформаторами 2х25 МВА по схеме 110-4Н. Присоединение подстанции «ГНПЗ» рекомендуется выполнить отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 (Л-13 6) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Октябрьская (Л-137).

Для электроснабжения новых потребителей в восточной и центральной частях г. Грозного, а также для приема части нагрузки ПС Октябрьская при переносе ее на другую площадку, рекомендуется строительство в 2012-2013 гг. ПС 110 кВ Восточная-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА по схеме 110-4Н (два блока с выключателями в цепях трансформаторов). В перспективе при переносе ПС Южная в соответствии с генпланом г. Грозного на другую площадку ПС Восточная-2 может принять на себя также и нагрузку ПС Южная. Присоединение подстанции 110 кВ Восточная-2 рекомендуется отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный - Южная (Л-114, Л-115).

Для повышения надежности электроснабжения г. Гудермеса рекомендуется в 2013-2014 г.г. строительство новой подстанции 110/35/10 кВ Гудермес-2 с трансформаторами 2х25 МВА в северо-восточной части города по схеме 110-5АН (мостик с выключателями цепей

В 2011 г. предусматривается строительство и ввод 2-й очереди подстанций 110 кВ Цемзавод, № 84, Червленная; установка третьего трансформатора на ПС 110 кВ ГРП и реконструкция РУ 35 кВ на ПС Горец.

В связи с периодическим подтоплением площадки ПС 110 кВ Октябрьская грунтовыми водами предусматривается в 2012 г. строительство новой ПС Октябрьская на другой площадке в районе бывшей ПС 35 кВ Чечен-Аул;

Для электроснабжения восстанавливаемых микрорайонов г. Грозного и снижения нагрузки на ПС 110 кВ Северная рекомендуется в 2012-2013 гг. строительство (восстановление) на существующей площадке ПС 110 кВ Комсомольская.

В связи с физическим и моральным износом оборудования ПС 110 кВ Самашки признано целесообразным вместо реконструкции и техперевооружения подстанции на существующей площадке построить новую подстанцию Самашки с вводом ее первой очереди в 2011 г. Схема присоединения подстанции к электрической сети сохраняется.

В 2012-2013 г.г. для усиления питания сети 35 кВ и разгрузки подстанции Самашки рекомендуется перевод на напряжение 110 кВ ПС 35 кВ Ачхой-Мартан. На подстанции в соответствии с расчетной нагрузкой предусматривается установка двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА. Присоединение к сети ПС 110 кВ Ачхой-Мартан рекомендуется выполнить заходами от ВЛ 110 кВ Горец - Плиево (Л-202). Схема ОРУ 110 кВ ПС Ачхой-Мартан предусматривается 110-5АН (мостик с выключателями цепях трансформаторов).

Для повышения надежности и резервирования электроснабжения сетей в юго-восточных районах Республики, а также разгрузки подстанции 110 кВ Ойсунгур в 2012-2013 г.г. предусматривается строительство ПС 110 кВ Курчалой с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА. Для присоединения ПС 110 кВ Курчалой рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Курчалой - Шали протяженностью 37 км. Схема ОРУ 110 кВ ПС Курчалой предусматривается 110-5АН (мостик с выключателями цепях трансформаторов).

В период до 2015 г. рекомендуется перевод на напряжение 110 кВ ПС 35 кВ Горская-3. На ПС 110 кВ Горская -3 предусматривается установить два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью по 16 МВА. Присоединение ПС 110 кВ Горская-3 к электрической сети рекомендуется выполнить заходом ВЛ 110 кВ Плиево - Ищерская и переключить в ОРУ 110 кВ подстанции ВЛ 110 кВ от ПС Самашки. Схема ОРУ 110 кВ ПС Горская-3 предусматривается 110-12 (одна рабочая секционированная выключателем система шин).

Для электроснабжения новых потребителей в соответствии с их заявками на технологическое присоединение к энергосистеме в период до 2015 г. предусматривается строительство следующих объектов:

Для электроснабжения комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити» сооружаемого в г. Гудермесе предусматривается строительство новой ПС 110/10 кВ «Гудермес-Сити» с трансформаторами 2x25 МВА по схеме №110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Присоединение подстанции 110 кВ «Гудермес-Сити» предусматривается в рассечку ВЛ 110 кВ Гудермес-тяговая - Гудермес гор. (Л-126) и ВЛ 110 кВ Гудермес-тяговая - Аргунская ТЭЦ (Л-142) по схеме «заход-выход».

трансформаторов). Присоединение подстанции 110 кВ Гудермес-2 рекомендуется в расщелку ВЛ 110 кВ Гудермес-тяговая - Ойсунгур.

Для выдачи мощности Грозненской ТЭС при вводе на ней первой очереди 200 МВт рекомендуется строительство заходов в РУ 110 кВ ТЭЦ от действующих ВЛ 110 кВ ГРП - Холодильник (2 цепи) и ГРП - ПС № 84. При вводе второй очереди ТЭЦ с увеличением мощности до 400 МВт рекомендуется дополнительно построить двухцепную ВЛ 110 кВ от ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Грозный - Южная, что обеспечит в конечном итоге выдачу мощности по восьми ВЛ 110 кВ. Рекомендации по схеме присоединения к энергосистеме Грозненской ТЭС предварительные. Схема выдачи мощности ТЭЦ детально должна разрабатываться при разработке проекта ТЭЦ с учетом применяемого оборудования.

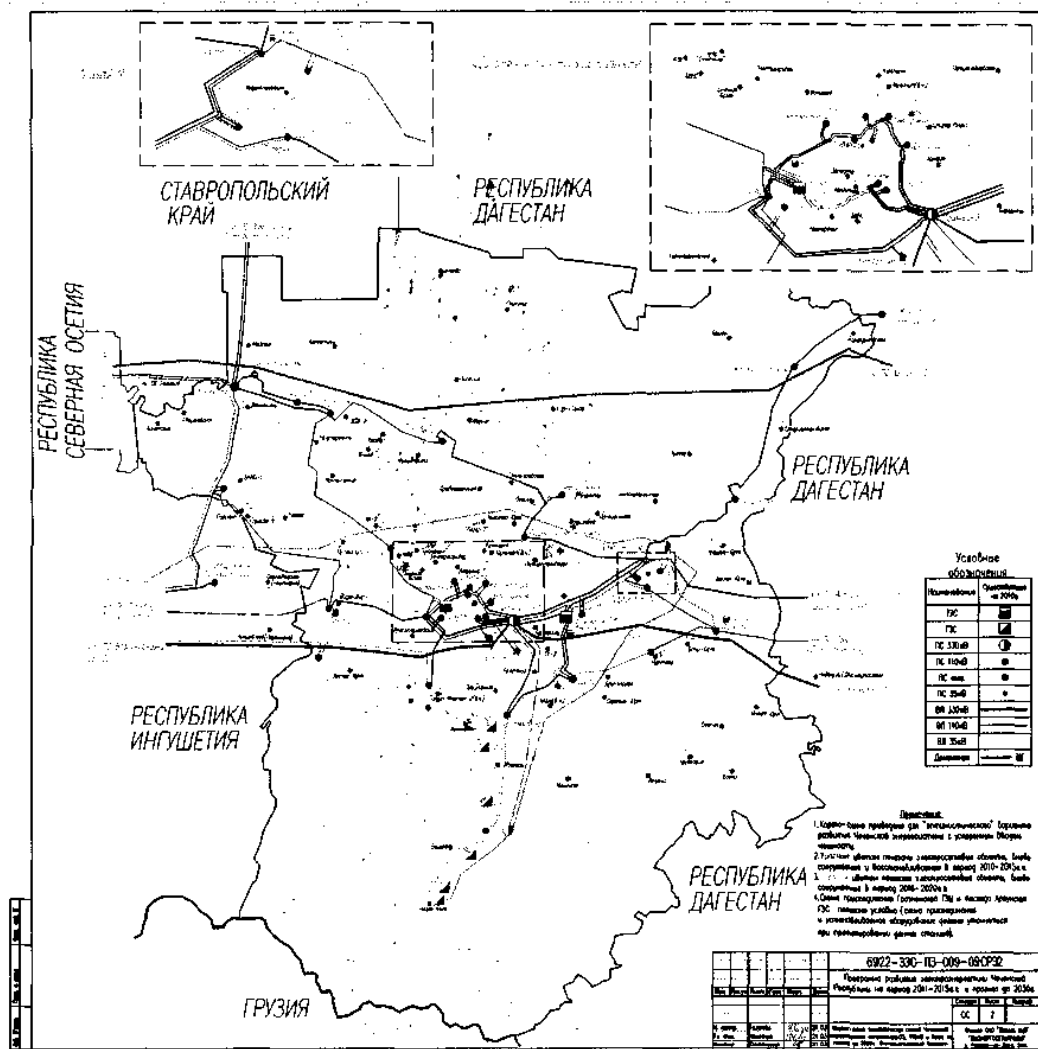


Рис. 3.8. Карта-схема электрических сетей 35, 110 кВ и выше на период до 2020 г. «Оптимистический» вариант.

Значительные объемы строительства электрических сетей 110 кВ в период до 2015 г. предусматриваются в Программе для проведения их реконструкции и техпервооружения. Реконструкция ВЛ 110 кВ в подавляющем большинстве случаев предполагает строительство новой ВЛ по той же трассе с увеличением сечения проводов. Так увеличение сечения проводов

целесообразно при реконструкции ВЛ 110 кВ Терек тяг. - Червленая, Гудермес тяг. - Акташ, Ойсунгур - Ярык-Су.

В объемах реконструкции и техперевооружения подстанций 110 кВ предусматривается замена трансформаторов в соответствии с ростом нагрузки, коммутационного оборудования, выработавшего свой ресурс (выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и др.). Часть объемов по реконструкции подстанций связана с их расширением (установка вторых трансформаторов, присоединение новых ВЛ, улучшение схемы подстанции).

В период 2016-2020 гг. в соответствии с прогнозируемым ростом нагрузки и предполагаемым развитием генерирующих мощностей в Чеченской энергосистеме развитие электрической сети 110 кВ потребуются по следующим направлениям:

- для повышения надежности электроснабжения Урус-Мартановского района республики рекомендуется строительство ПС 110 кВ Горец-2 с ВЛ 110 кВ Цемзавод - Горец-2 - Горец;

- для повышения надежности электроснабжения Шатойского района республики рекомендуется строительство ПС 110 кВ Шатой с двухцепной ВЛ 110 кВ Цемзавод - Шатой;

- в соответствии с генпланом г. Грозный предусматривается строительство в центральной части города подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ (ПГВ). Присоединение ПГВ рекомендуется заходом от одной из ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП. Мощность трансформаторов подстанции будет определяться нагрузкой подключаемых к ней потребителей.

- для выдачи мощности 1-й очереди каскада Аргунских ГЭС (Чири-Юртской ГЭС 32 МВт и Дуба-Юртовской ГЭС 49 МВт) рекомендуется строительство заходов на ГЭС от сооружаемых на данном этапе развития энергосистемы ВЛ 110 кВ Цемзавод - Горец-2 - Горец и Цемзавод - Шатой;

- для выдачи мощности Ветропарка (36 МВт) в энергосистему рекомендуется строительство ПС 110/35/10 кВ на которую предлагается выдавать мощность ветроэнергоагрегатов на напряжении 35 и 10 кВ. Присоединение ПС 110 кВ Ветропарк рекомендуется заходом от ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Горячеисточненская;

- для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС суммарной мощностью 312 МВт рекомендуется строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 330/110 кВ Шатой до Итум-Калинской ГЭС и ВЛ 330 кВ Итум-Калинская ГЭС - Шатой. К ВЛ 110 кВ присоединяются Кокадойская и Нихалойская ГЭС.

В данной работе даны лишь предварительные рекомендации по выдаче мощности каскада Аргунских ГЭС. Схема выдачи мощности каскада Аргунских ГЭС должна детально прорабатываться при проектировании каскада ГЭС в соответствии с принятыми сроками ввода, устанавливаемого на ГЭС оборудования и уточнением энергетических показателей каскада.

Поименный перечень электросетевых объектов напряжением 35 и 110 кВ, предлагаемых для строительства, реконструкции и техперевооружения в 2010-2015 гг. и объектов напряжением 110 кВ и выше в 2016-2030 гг. приведен в Материалах программы.

### 3.6.2. Режимы работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше

Расчеты режимов работы сети 110-330 кВ Чеченской энергосистемы для схемы рекомендуемой на 2015 год выполнялись с целью обоснования схемных решений, выбора параметров сети, определения условий регулирования напряжения и оценки влияния принимаемых решений на величину потерь электроэнергии в сети.

Расчеты выполнены для двух вариантов развития энергосистемы Чеченской Республики «расчетного» и «оптимистического» исходя из следующих основных условий:

- расчетные нагрузки приняты для собственного максимума энергосистемы, прогнозируемого на 2015 год: в «расчетном» варианте - 489 МВт, в «оптимистическом» - 530 МВт;

- расчетные реактивные нагрузки на шинах подстанций 110 кВ приняты для существующих подстанций - исходя из фактических в последние годы, для новых подстанций - исходя из  $\cos \varphi$  нагрузки 0,9;

- рассматривались режимы работы электрической сети в характерные периоды суток и года (зимний и летний максимум и минимум нагрузок);

- величины межсистемных перетоков мощности и их направления, а также уровни напряжения на шинах 330-500 кВ подстанций, увязаны с балансами мощности ОЭС Юга и расчетами режимов по основной сети ОЭС, которые учитывают вводы мощности на электростанциях, предусмотренные в «Генеральной схеме...» с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений (*распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р и от 05.10.2010 №1685-р*);

- электростанции на территории Чеченской Республики в расчетах режимов работы электрической сети для «расчетного» и «оптимистического» вариантов представлены в соответствии с разработанными в настоящей работе балансами мощности;

- развитие сети 330 и 500 кВ ОЭС Юга в период до 2015 года принято в соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010-2016 гг., в том числе учтены вводы в сети, прилегающей к энергосистеме Чеченской Республики: ПС 330 кВ Кизляр, замена АТ 330/110 кВ 125 МВА на 200 МВА на ПС Чирюрт, строительство ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Чирюрт и Артем - Дербент;

- рассматривается параллельная работа ОЭС Юга с энергосистемой Азербайджана при планируемой передаче из ОЭС Юга в Азербайджан в зимний максимум нагрузок до 500 МВт.

**«Расчетный» вариант развития энергосистемы.** Анализ режимов работы сети 110-330 кВ для «расчетного» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 года показал, что в нормальной схеме загрузки ВЛ 110 и 330 кВ в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ на подстанции Грозный в нормальной схеме не превышает 69 % их установленной мощности. Напряжение в сети 110 кВ в зимний максимум нагрузки без установки в сети Чеченской энергосистемы средств компенсации реактивной мощности нагрузки обеспечивается в пределах 108-112 кВ. Чтобы обеспечить в сети 110 кВ напряжение не ниже номинального требуется компенсировать не менее 50 Мвар реактивной мощности нагрузки - компенсация на шинах 110 кВ ПС Грозный). Компенсация реактивной мощности в сети Чеченской энергосистемы требуется также в зимний минимум (напряжение 115-117 кВ) и в летний максимум нагрузки (напряжение 114-116 кВ). В летний период при минимальной нагрузке энергосистемы напряжение в сети 110 кВ обеспечивается не ниже 117 кВ без компенсации реактивной мощности в сети.

Нормальные режимы со строительством ПС 330 кВ Гудермес к 2015 г. отличаются, только снижением загрузки ПС 330 кВ Грозный и снижением загрузки связей 110 кВ с Дагестаном. Так строительство ПС 330 кВ Гудермес снижает загрузку АТ 3х125 МВА на ПС 330 кВ Грозный в нормальном режиме зимнего максимума нагрузки до 188 МВА (50 % мощности). Кроме того снижается переток мощности по ВЛ 110 кВ, связывающих Чеченскую энергосистему с Дагестаном, на 53 МВт. Загрузка АТ 2х125 МВА на ПС 330 кВ Гудермес составит 115 МВА (46 % номинальной мощности).

В послеаварийных режимах без строительства ПС 330 кВ Гудермес с учетом установки на ПС 330 кВ Грозный КУ мощностью 50 Мвар при отключении (выводе в ремонт) одного из автотрансформаторов нагрузка двух оставшихся составляет 93 % их номинальной мощности, в аналогичном режиме при строительстве ПС 330 кВ Гудермес загрузка двух оставшихся в работе АТ на ПС Грозный составит 165 МВА (66 % их номинальной мощности). При отключении одной из секций шин 110 кВ на ПС 330 кВ Грозный и двух АТ 330/110 кВ в максимум нагрузок 2015 г. нагрузка оставшегося в работе АТ 125 МВА составит 154 МВА (123% номинальной мощности). Строительство ПС 330 кВ Гудермес позволяет в аналогичном режиме снизить загрузку одного оставшегося АТ на ПС Грозный до 121 МВА (97,5 % номинальной мощности). При отключении одной из ВЛ 330 кВ, питающих ПС Грозный, электроснабжение потребителей на территории Чеченской энергосистемы обеспечивается без ограничений, параметры режима сети 110-330 кВ находятся в допустимых пределах). Напряжение в сети 110 кВ в послеаварийных режимах обеспечивается не ниже 106-107 кВ (при отключении секции шин 110 кВ). В таком же режиме с ПС Гудермес при отключении ВЛ 330 кВ В-2 - Грозный, электроснабжение потребителей обеспечивается в лучших условиях, так напряжения в сети 110 кВ поддерживаются в пределах 111 - 113 кВ, загрузка АТ 2х125 МВА на ПС Гудермес составит 155 МВА (62 % номинальной мощности).

Отключение одной из наиболее загруженных ВЛ 110 кВ не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети.

В зимний период в энергосистеме имеет место дефицит реактивной мощности, что не позволяет эффективно регулировать напряжение в сети 110 кВ.

В режиме летних максимальных нагрузок без строительства ПС 330 кВ Гудермес перетоки мощности в сети 110-330 кВ в основном ниже, чем в зимний максимум, за исключением ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур (79 МВт) и Акташ- Гудермес тяговая (41 МВт), высокая загрузка которых в летний максимум обусловлена выдачей избытков мощности из Дагестанской энергосистемы в ОЭС Юга.

При отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный переток мощности по ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур достигает 157 МВт ( 770 А), по ВЛ Акташ - Гудермес тяговая - 82 МВт ( 408 А), что превышает допустимую токовую нагрузку для провода АС-185 (рекомендуемая замена) при температуре 35°С в 1,5 раза и на 10 % соответственно. Ликвидировать перегрузку ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и ВЛ Акташ - Гудермес тяговая возможно только разделением по связям 110 кВ с Дагестанской энергосистемой. При отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный и ВЛ 110 кВ на связях с энергосистемой Дагестана электроснабжение потребителей Чеченской энергосистемы обеспечивается без ограничений при напряжении в сети 110 кВ не ниже 105 кВ без работы КУ на ПС Грозный.

**«Оптимистический» вариант развития энергосистемы.** Режимы работы сети 110-330 кВ для «оптимистического» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 года перетоки мощности в сети 110-330 кВ в основном ниже, чем в зимний максимум, за исключением ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур (79 МВт) и Акташ- Гудермес тяговая (41 МВт), характеризуются более низкой загрузкой электрической сети Чеченской энергосистемы и ее связей 110 и 330 кВ с соседними энергосистемами. В нормальной схеме загрузка ВЛ 110 и 330 кВ не превышает нормируемой плотности тока за исключением режима летнего максимума нагрузки. В режиме летних максимальных нагрузок перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур (71 МВт) и Акташ- Гудермес тяговая (37 МВт) так же, как и в зимний максимум, значительно превышают нормируемую плотность тока.

Нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ на подстанции Грозный в максимум нагрузки в нормальной схеме составляет 135 МВА (36 % их номинальной мощности). Напряжение в сети 110 кВ без установки в сети Чеченской энергосистемы средств компенсации реактивной мощности нагрузки в зимний максимум обеспечивается в пределах 117-120 кВ. В летний минимум напряжение в сети 110 кВ повышается до 122 кВ.

В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 330 кВ, питающих ПС Грозный, электроснабжение потребителей на территории Чеченской энергосистемы в зимний максимум нагрузок обеспечивается без ограничений, параметры режима сети 110-330 кВ находятся в допустимых пределах. Напряжение в сети 110 кВ в послеаварийных режимах обеспечивается не ниже 116 кВ.

Отключение одной из наиболее загруженных ВЛ 110 кВ также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети.

При отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный так же, как и в «расчетном» варианте, перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и по ВЛ Акташ - Гудермес тяговая превышают допустимую токовую нагрузку для провода АС-185. Ликвидировать перегрузку ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и ВЛ Акташ - Гудермес тяговая возможно только разделением по связям 110 кВ с Дагестанской энергосистемой.

**Расчетные условия оптимизации компенсирующих устройств реактивной мощности.**

Выбор оптимальной величины мощности КУ осуществляется по режиму максимальных нагрузок, когда потери мощности в электрических сетях наибольшие. Оптимизация реактивной мощности осуществлялась на шинах 110 кВ всех подстанций Чеченской энергосистемы.

Выдача реактивной мощности генераторами электростанций оптимизировалась с учетом обеспечения технических требований к уровню напряжения в узловых точках электрической сети 110 кВ.



**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Стоимостные показатели установки компенсирующих устройств приняты по "Укрупненным стоимостным показателям электрических сетей", "Энергосетьпроект", Москва, 2007 г. с учетом данных заводов изготовителей БСК по стоимости оборудования в ценах на 1 января 2010 года с учетом НДС.

Таблица 3.17 - Техничко-экономические параметры оптимизации реактивной мощности в электрической сети

Наименование технико-экономических параметров оптимизации	Обозначение, размерность	Значение параметров
1. Удельная стоимость установки источников реактивной мощности (БСК) напряжением 6-10 кВ	Ско, руб./квар	800
2. Отчисления на амортизацию и обслуживание КУ	Ккаро, от стоимости КУ	0,050
3. Удельная стоимость установленной мощности на электростанциях	Сро, руб./кВт	0
4. Коэффициент эффективности капитальных вложений	Ки	0,100
5. Стоимость потерь электроэнергии	В <sub>2</sub> руб./кВт.ч	0,85
6. Годовое время использования максимума реактивной мощности	Т Час	6200
7. Удельные потери активной мощности в новых компенсирующих устройствах	ΔР <sub>ку</sub> , кВт/квар	0,0030
8. Удельные потери активной мощности в существующих источниках реактивной мощности	ΔР <sub>сущ</sub> кВт/кВар	0,0100

*Примечание: Стоимостные показатели приведены в ценах на 1.01.2010 г.*

Результатом оптимизационных расчетов является мощность дополнительных компенсирующих устройств, устанавливаемых в нагрузочных узлах, достигаемое при этом снижение потерь мощности в электрических сетях и величина расчетного  $tg\phi$  нагрузки для подстанций, где размещаются дополнительные КУ при оптимизации.

В результате оптимизационных расчетов получены расчетные величины мощности КУ и  $tg\phi$ , определенные на шинах 110 кВ подстанций. В таком виде результаты расчетов могут быть использованы при разработке заданий потребителям по оптимальной величине  $tg\phi$  их нагрузок.

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что в рекомендуемой схеме для «расчетного» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 г. в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» экономически эффективна установка устройств для компенсации реактивной нагрузки общей величиной 118,5 Мвар, в том числе 50 Мвар на ПС 330 кВ Грозный. Установка компенсирующих устройств (КУ) в указанном объеме обеспечивает общее снижение потерь мощности в сети напряжением 110 кВ и выше на величину 1,22 МВт, в том числе в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» - на 1,02 МВт. Для обеспечения лучших условий для регулирования напряжения в сети Чеченской энергосистемы рекомендуется установить на ПС 330 кВ Грозный регулируемый источник реактивной мощности типа СТК мощностью 50 Мвар. Необходимость работы СТК на ПС Грозный в режиме потребления реактивной мощности будет определена по результатам расчетов режимов минимальных нагрузок энергосистемы.

Ниже в таблице 3.18 приведены результаты расчетов по оптимизации реактивной мощности на подстанциях 110 кВ при условии установки на ПС 330 Грозный СТК мощностью 50 Мвар.

На втором этапе оптимизации режима потребления реактивной мощности выполняется укрупнение мощности КУ до ближайшего значения расчетной мощности типовой БСК. При этом в ходе оптимизационных расчетов по укрупнению КУ проверяется чувствительность результатов к изменению режимных и экономических параметров оптимизации. Компенсирующие устройства в конечном итоге устанавливаются лишь в тех узлах сети, где величина мощности КУ мало зависит от изменения режимных и экономических параметров оптимизации.

В таблице 3.19 приведены данные о величине снижения потерь мощности и затрат на компенсацию потерь электроэнергии в сетях после второго этапа оптимизации. Анализ результатов расчетов показал, что для оптимизации режима потребления реактивной мощности с учетом установки на ПС Грозный СТК-50 потребуется обеспечить компенсацию реактивной мощности нагрузки на подстанциях 110 кВ энергосистемы общей величиной 53,4 Мвар, что обеспечит общее снижение потерь мощности в сети в максимум нагрузок энергосистемы 2015 года на 3,797 МВт и потерь электроэнергии на 23,54 млн. кВт.ч в год, в том числе в оптимизируемой в сети 110 кВ соответственно на 0,503 МВт и на 3,12 млн. кВт.ч в год.

Результаты расчета второго этапа оптимизации потребления реактивной мощности приведены в таблице 3.20. Из общего количества подстанций, на которых требовалась на первом этапе компенсация реактивной мощности после укрупнения КУ остались лишь те, где установка КУ наиболее эффективна. В результате второго этапа оптимизации определяется расчетная мощность компенсирующих устройств, соответствующая мощности типовой БСК, стоимость установки БСК по «Укрупненным стоимостным показателям электрических сетей» и годовой экономический эффект, который обеспечивается на каждой подстанции от общего снижения потерь в электрической сети.

Таблица 3.18 Результаты расчета по оптимизации реактивной мощности на подстанциях 110кВ

Наименование подстанций, узлов	Максимальная нагрузка		Расчётная мощность КУ, Мвар		Оптимальный tgφ на шинах ПС
	P, МВт	Q, Мвар	Действующих	Дополнительных	
Нурэнерго					
ГНПЗ (с.ш. I)	9,70	4,80		0,94	0,398
Холодильник(с.ш. I)	4,40	1,30		0,75	0,125
Наурская	17,90	4,80		2,98	0,102
№84	19,30	6,00		5,81	0,010
Алпатово	1,30	0,30		0,20	0,076
Ищерская тяг.	0,50	0,20		0,15	0,103
Ищерская	13,70	3,70		3,28	0,031
Горская III	5,10	1,40		5,86	-0,875
Самашки	10,20	4,60		10,00	-0,530
Курчалой-110	8,20	3,90		0,13	0,459
Горец	32,80	11,60		11,51	0,003
Ачхой-Мартан	11,30	5,10		11,56	-0,571
ГНПЗ (с.ш. II)	9,70	4,80		0,94	0,398

На основании данных таблицы 3.21 выполнен предварительный выбор количества и мощности новых компенсирующих устройств (БСК), которые рекомендуются к установке на подстанциях в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети 110 кВ показали, что при установке на подстанциях 110 кВ дополнительных компенсирующих устройств, определенных по результатам оптимизации реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, существенно улучшаются условия регулирования напряжения в сети 110 кВ в режимах максимальных нагрузок энергосистемы.

**Таблица 3.19 Распределение потерь мощности и энергии в электрических сетях Чеченской энергосистемы в результате оптимизации**

Наименование	Исходный режим, МВт	Оптимизированный режим, МВт	Снижение потерь мощности		Экономия от снижения потерь эл. энергии, млн. руб.
			МВт	%	
Потери в сети, всего	950,387	946,590	3,797	100,0	20,012
в т.ч. в неоптимизируемой сети	937,675	934,529	3,146	82,8	16,579
в оптимизируемой сети					
в сети 330 кВ и выше	4,796	4,648	0,149	3,9	0,783
в сети 110 кВ	7,915	7,412	0,503	13,2	2,651

*\*) - оптимизируемая сеть - сеть 110кВ ОАО «Нурэнерго» и сеть 330 кВ ФСК «ЕЭС» на территории Чеченской энергосистемы.*

**Таблица 3.20 Рекомендуемые к установке компенсирующие устройства в результате оптимизации реактивной мощности в сети Чеченской энергосистемы и их эффективность**

Наименование сетевого района и подстанций	Мощность нового КУ, Мвар	Стоимость установки КУ, тыс. руб.	Ежегодные затраты, тыс. руб.		Снижение затрат на потери в электрической сети тыс. руб.	Годовой экономический эффект от установки КУ тыс. руб.	Срок окупаемости и КУ, лет
			на потери энергии в КУ	на эксплуатацию КУ			
Цемзавод	5,4	4320	121	216	1799	1462	2,95
Шали	4,1	3280	92	164	1267	1011	3,24
ГНПЗ	9,3	7440	208	372	2993	2413	3,08
Северная	5,4	4320	121	216	1695	1359	3,18
Гудермес-2	2,8	2240	63	112	826	652	3,44
Наурская	5,4	4320	121	216	1659	1323	3,27
№84	5,4	4320	121	216	1742	1405	3,07
Самашки	9,3	7440	208	372	2986	2406	3,09
Курчалой-110	2,8	2240	63	112	846	671	3,34
Горец	9,3	7440	208	372	3208	2628	2,83
Ачхой-Мартан	9,3	7440	208	372	3202	2622	2,84
<b>Итого</b>	<b>68,5</b>	<b>54800</b>	<b>1530</b>	<b>2740</b>	<b>22223</b>	<b>17952</b>	

Таблица 3. 21 - Перечень компенсирующих устройств существующих и рекомендуемых для установки в электрических сетях Чеченской энергосистемы в 2011-2015 гг.  
«Расчетный» вариант развития энергосистемы

Наименование подстанций	Ввод мощности новых КУ в 2011-2015 г.г., <i>шт/Мвар</i>	Стоимость установки новых КУ, <i>тыс. руб.</i>
ПС 330 кВ Грозный	СТК 1 x50	
ПС 110/35/10 кВ Цемзавод	2 x 2,75	4320
ПС 110/10/6 кВ Шали	2 x 2,025	3280
ПС 110/35/6 кВ ГНПЗ	3 x 3,15	7440
ПС 110/35/10кВ Северная	2 x 2,75	4320
ПС 110/10кВ Наурская	2 x 2,75	2240
ПС 110/35/10кВ № 84	2 x 2,75	4320
ПС 110/35/10 кВ Самашки	3 x 3,15	4320
ПС 110/35/10 кВ Горец	3 x 3,15	7440
ПС 110/35/10 кВ Курчалой	1 x 2,75	2240
ПС 110/35/10 кВ Ачхой-Мартан	3 x 3,15	7440
ПС 110/35/10 кВ Гудермес-2	1 x 2,75	7440

Напряжение в сети 110 кВ в нормальной схеме сети при установке дополнительных КУ повышается на отдельных участках на 3 - 4 кВ и обеспечивается в режиме максимальных нагрузок в пределах 115-116 кВ.

Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети в режима зимних максимальных нагрузок для «расчетного» варианта развития энергосистемы с учетом ввода ПС 330 кВ Гудермес при установке в сети рекомендуемых по результатам оптимизации реактивной мощности компенсирующих устройств в 2011-2015 г.г.

Исходя из состава и мощности компенсирующих устройств, заданных в режиме максимальных нагрузок, для того, чтобы обеспечить в режиме зимних минимальных нагрузок напряжение в сети в допустимых пределах, целесообразно часть новых КУ (БСК) предусмотреть регулируемыми.

В летний период для снижения напряжения в сети 330 кВ при минимальных нагрузках энергосистемы до допустимых величин (не выше 354 кВ - 0,95 наибольшего рабочего напряжения) необходимо включение шунтирующих реакторов на ПС 330 кВ Чирюрт, Артем, В-2 и ПС 500 кВ Моздок и отключение БСК-110 кВ на ПС Артем, а также отключение большей части БСК на ПС 110 кВ Чеченской энергосистемы.

На основании данных таблицы 3.21 выполнен предварительный выбор количества и мощности новых компенсирующих устройств (БСК), которые рекомендуются к установке на подстанциях в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

### 3.6.3. Оценка уровня токов короткого замыкания и мероприятия по приведению отключающей способности выключателей в соответствие токам к. з.

Расчеты токов к.з. выполнены для схемы электрических сетей 110 кВ и выше на уровне 2015-2020 года с целью определения требований к оборудованию новых и реконструируемых подстанций, а так же для проверки соответствия отключающей способности выключателей, установленных на действующих подстанциях 110 кВ и выше, расчетному уровню токов к.з.

Схема замещения составлена на основе принципиальной схемы электрических сетей энергосистемы напряжением 110 кВ и выше на 2015 г., с учетом планируемого развития сети

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

напряжением 110 кВ и выше в период 2016-2020 гг. в соответствии с картой-схемой сети на период до 2020 г.

В таблице 3.22 приведены параметры выключателей, установленных на подстанциях 110 и 330 кВ Чеченской энергосистемы и величины расчетных токов к.з. на этапе развития схемы электрической сети 2015 г. и 2020 г. при вводах генерирующих источников в энергосистеме по «расчетному» варианту.

Таблица 3.22 - Оценка соответствия отключающей способности выключателей, установленных в РУ 330- 110 кВ подстанций энергосистемы Чеченской Республики перспективным токам к.з. с учетом развития электрических сетей в период до 2015-2020 гг.

Наименования подстанций	Напря - жение РУ, кВ	Установлены выключатели		Расчётный ток к.з. 2015 г., кА		Расчётный ток к.з. 2020 г., кА	
		Количество и тип	1 откл., кА	3-х фазного	одно- фазного	3-х фазного	одно- фазного
<b>Существующие подстанции:</b>							
<b>ПС 330 кВ:</b>							
Грозный ш. 330	330	GL315	50	9,0	8,0	10,0	8,6
Грозный ш.110	110	10хDTI-145FI	40	18,9	21,5	25,7	27,2
<b>ПС 110 кВ:</b>							
Аргунская ТЭЦ	110	Нет данных		15,6	14,7	18,6	16,4
АКХП	110	-		11,9	8,9	13,4	9,5
Алпатово	110	-		6,3	5,8	6,6	6,0
Восточная	110	3хВМТ-110Б	25	10,2	8,8	12,6	9,9
ГРП	110	13хВМТ-110Б	40	14,1	14,2	20,9	20,8
Гудермес гор.	110	-		14,1	12,6	15,5	13,3
Горячисточнен.	110	2хМКП-110М	20	4,5	4,4	4,6	4,4
	110	1хВМТ-110	25				
	110	3хВГТ-110	40				
Горец	110	3хВМТ-110Б	25	7,7	7,4	8,9	8,2
Гудермес тяг	110	10хМКП-110	20	16,1	16,5	17,7	17,6
Ищерская	110	2хВМГ-110	13,2	10,5	9,7	11,0	10,0
	110	1хМКП-110	20				
	110	8хВМТ-110	25				
	110	1хММО-110	20				
	110	2хВГТ-110	40				
Ищерская тяг.	110	-		7,3	7,1	7,6	7,3
Каргалинская	110	1хМКП-110	20	5,6	4,6	5,6	4,6
Консервная	110	2х		10,0	8,8	12,6	10,1
Наурская	110	3хМКП-110М	20	7,5	7,0	7,9	7,2
	110	2хВГТ-110	40				

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Октябрьская	110	-		8,4	5,7	9,7	6,1
Ойсунгур	110	4xВМТ-110	25	11,3	9,9	12,0	10,3
ПС № 84	110	6xВГТ-100	40	7,7	6,4	9,1	7,3
Самашки	110	1xВМТ-110Б	25	8,0	6,4	8,7	6,7
Северная	110	3xВМТ-110Б	25	10,3	9,6	13,3	11,4
Терек тяг.	110	1x		4,5	4,5	4,6	4,6
Холодильник	110	2xВМТ-110Б	25	10,0	8,7	13,1	10,4
Цементовод	110	5xМКП-110М	20	8,9	8,7	11,1	11,2
Червленная	110	4xВМТ-110Б	25	3,7	3,2	3,8	3,3
Шали	110	-		11,0	9,9	12,6	10,8
Шелковская	110	1xМКП-110	18,4	6,0	4,7	6,1	4,8
Южная	110	1xВМТ-110Б	40	12,4	11,3	16,5	13,8
<b>Подстанции, проектируемые к 2015 году:</b>							
<b>ПС 330 кВ:</b>							
Гудермес ш.330	330			6,7	5,7	7,0	5,8
Гудермес ш. 110	110			16,6	17,7	18,0	18,8
<b>ПС 110 кВ:</b>							
Ачхой-Мартан	110			5,5	4,5	5,9	4,7
Восточная-2	110			12,4	11,0	16,5	13,4
Горская-III	110			7,6	5,8	7,9	5,9
Грозный НПЗ	110			11,6	10,1	15,8	12,8
Гудермес-2	110			11,3	9,9	12,0	11,0
Гудермес-Сити	110			14,9	13,6	16,4	14,4
Комсомольская	110			10,0	10,6	13,0	11,1
Курчалой 110	110			7,6	6,3	8,0	6,5
<b>Подстанции, проектируемые к 2020 году:</b>							
Грозненская ТЭЦ	110					23,4	27,1
Аргун	110					11,1	9,7
Горец-2	110					8,5	8,1
ПС «ВЭС»	110					5,4	5,4
ПГВ	110					12,5	10,2
Шатой-110	110					5,7	4,5
Шали-2	110					10,2	8,6

**3.7. Перечень строительства и реконструкции электросетевых объектов в период до 2030 г. и оценка необходимых капиталовложений**

В объёмы электросетевого строительства включены вновь сооружаемые, расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 35кВ и выше, а также объекты на которых выполняется техническое перевооружение в соответствии с разработанной схемой (рис.3.9).

Оценка необходимых капиталовложений для реализации намеченного «Программой...» электросетевого строительства выполнена по «Укрупненным стоимостным показателям электрических сетей» ЭСП, Москва, 2007г. и приведена в ценах на 2010 г.

Показатели стоимости подстанций учитывают установку в ОРУ 35 и 110 кВ элегазовых выключателей.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Электросетевые объекты, рекомендуемые к строительству для выдачи мощности Грозненской ТЭЦ и Каскада Аргунских ГЭС, и объемы капиталовложений для их реализации должны уточняться при разработке их схем выдачи мощности.

Сводные показатели электросетевого строительства в Чеченской энергосистеме по годам в период 2010-2015 г.г. с выделением объемов реконструкции и технического перевооружения приведены в таблице 3.23 -3.24. Анализ показателей электросетевого строительства в Чеченской энергосистеме, намеченного на 2010-2015 гг. показал, что 0,7 % из всех необходимых инвестиций в Чеченской энергосистеме - это затраты необходимые на реконструкцию и техперевооружение линий электропередач 35 кВ и выше. На реконструкцию и техперевооружение подстанций напряжением 35 кВ и выше потребуется 32 % из всех инвестиций.

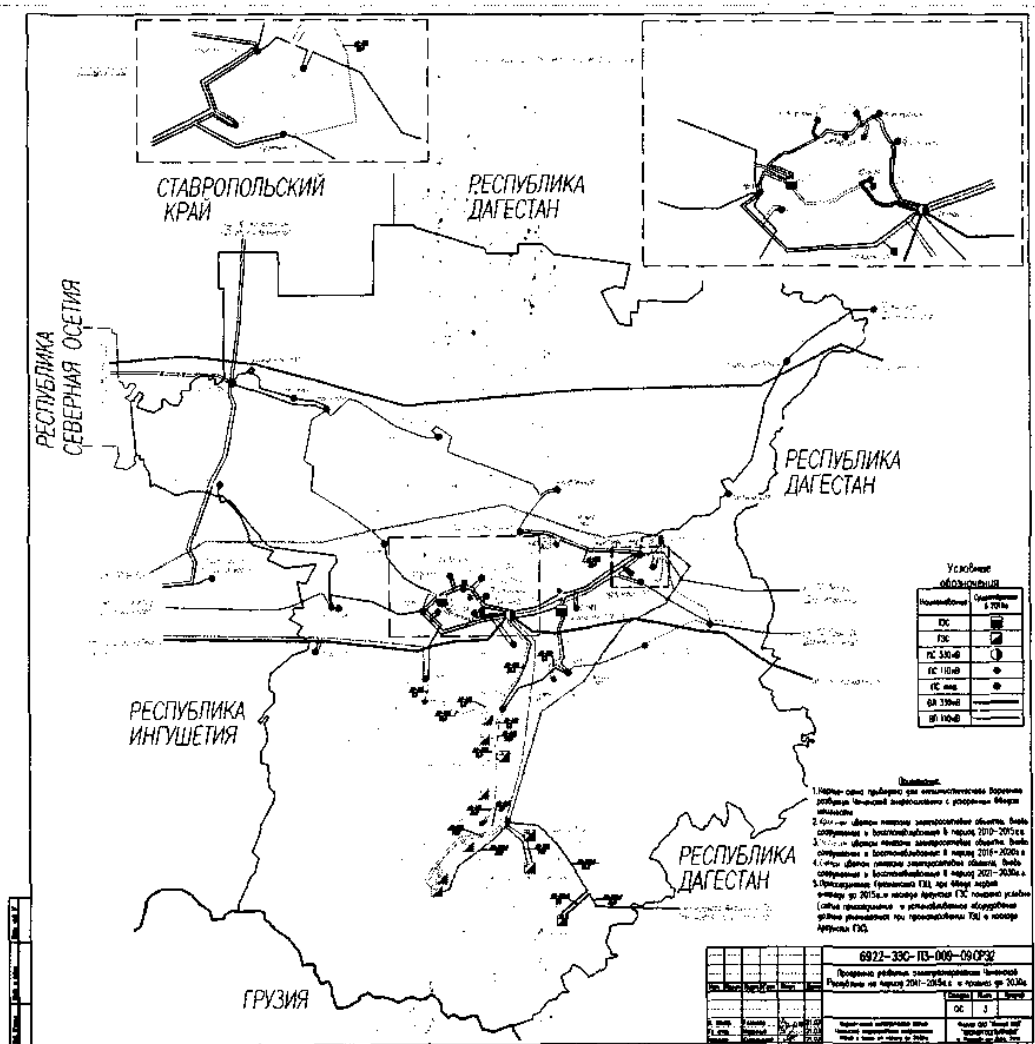


Рис. 3.9. Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше на период до 2030 г.

До 2015 г., согласно «расчетного» варианта, намечено построить 451,2 км новых ВЛ 35 и 110 кВ и 14 новых подстанций 35 и 110кВ, на которых предусматривается ввод 426,7 МВА трансформаторной мощности. Кроме того, планируется построить ПС 330 кВ «Гудермес» с вводом мощности 250 МВА, и заход на нее ВЛ 330 кВ «Моздок - Артем» протяженностью 2х35 км.

Реконструкцию и техническое перевооружение предусматривается выполнить для 105,3 км действующих ВЛ 35 и 110 кВ. На 44 подстанции 35 и 110 кВ предусматривается реконструкция и техническое перевооружение с заменой трансформаторов и коммутационного оборудования. На ПС 330 кВ «Грозный» предусматривается установка третьего АТ 330/110 кВ 125 МВА с коммутирующим оборудованием. Всего в Чеченской энергосистеме предусмотрено выполнить замену и установку дополнительных трансформаторов на ПС 35 кВ и выше суммарной мощностью 636,0 МВА. В таблице 3.2 приведены суммарные показатели электросетевого строительства объектов напряжением 35 кВ и выше в Чеченской энергосистеме в базовых ценах 2000 г. и в ценах на 2010 г.

Объемы устанавливаемых в электрических сетях 110 кВ компенсирующих устройств и необходимые капиталовложения по каждой подстанции приведены в таблице 3.25. Общие затраты на установку рекомендуемых в период до 2015 г. КУ на новых и действующих подстанциях 110 кВ составляют 42,7 млн. руб. в ценах на 2010 г. с учетом НДС.

Для реализации намеченного развития, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2010-2015 г.г. потребуется капиталовложений 12475,6 млн. руб. в ценах 2010 года.

Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2010-2015 г.г. составляют - 8357,5 млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение - 4075,4 млн. руб.

В период 2016 - 2030 г.г., для развития сетей 110 и 330 кВ в Чеченской энергосистеме в «расчетном» варианте, намечено построить 374,9 км новых ВЛ 110и330 кВи7 новых подстанций 110 и330 кВ, на которых предусматривается ввод 712 МВА трансформаторной мощности. Для реализации намеченного развития электрических сетей напряжением 110 - 330 кВ Чеченской энергосистемы в 2016-2030 г.г. потребуется капиталовложений 9462,1 млн. руб. в ценах 2010 года (Приложение Г). Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2016-2030 г.г. на объекты 330кВ составляют - 4553,6 млн. руб., на объекты 110кВ - 4908,5 млн. руб.

В «оптимистическом» варианте в период 2016 - 2030 г.г. намечено построить 627,9 км новых ВЛ 110 и 330 кВ и 8 новых подстанций 110 и 330 кВ с общей мощностью 962 МВА. Для реализации намеченного развития электрических сетей напряжением 110 - 330 кВ Чеченской энергосистемы по «оптимистическому» варианту в 2016-2030 г.г. потребуется капиталовложений 17253,0 млн. руб. в ценах 2010 года.



Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.23. Сводные показатели электросетевого строительства объектов 35 кВ и выше (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях в период 2010-2015 г.г. в Чеченской энергосистеме

Цены приведены на 2010 г.

Электросетевые объекты	Всего ввод км, МВА	Всего инвестиций, млн. руб	в том числе по годам											
			Ввод км, МВА	Инвес тиц., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тиц., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тиц., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвести ц., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тиц., млн. руб.		
			2010		2011		2012		2013		2014		2015	
1. Новые вводы, всего		8357,5		0,0		2094,1		1928,1		618,0		1118,9		2598,4
ВЛ 330-110-35 кВ	537,2	3390,1	0,0	0,0	145,8	806,1	210,0	1002,6	48,1	293,2	21,3	123,5	112,0	1164,8
ПС 330-110-35 кВ	676,7	4967,4	0,0	0,0	149,6	1288,1	100,5	925,5	32,0	324,8	132,0	995,4	262,6	1433,6
2. Реконструкция и техническое перевооружение, всего		4075,4		0,0		1349,5		768,2		1310,9		399		247,8
ВЛ 110-35 кВ	105,3	97,0	0,0	0,0	36,8	44,0	54,5	45,0	14,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПС 330-110-35 кВ	636,0	3978,4	0,0	0,0	263,4	1305,5	198,5	723,2	104,1	1302,9	20,0	399,0	50,0	247,8
3. Всего инвестиций по ВЛ и ПС 330, 110 и 35 кВ		12432,9		0,0		3443,6		2696,3		1928,9		1517,9		2846,2

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 3.24. Вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях в период 2016-2030 гг. в Чеченской энергосистеме. Цены приведены на 2010 г.

Электросетевые объекты	Всего ввод новых мощностей км, МВА	Всего инвестиций, млн. руб	в том числе по годам									
			2016-2020			2021-2025			2026-2030			
			Ввод мощности		Инвестиц., млн. руб.	Ввод мощности		Инвестиц., млн. руб.	Ввод мощности		Инвестиц., млн. руб.	
			км	МВА		км	МВА		км	МВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<b>Объекты 330 кВ</b>												
ВЛ 330 кВ "В-500 - Гудермес-330" с ПС 330 кВ "Гудермес-330" и с расширением ПС "В-500"	140км, 2х125МВА	4030,0	140,0	250	4030							
ВЛ 330 кВ "Гудермес-330 - Шатой-330" с расширением ПС "Шатой-330"	80км	1565,7	80,0		1565,7							
ВЛ 330 кВ "Грозный-330 - Шатой-330" с ПС 330кВ "Шатой-330" и расширением ПС "Грозный-330"	45км, 2х200МВА	1984,8	45,0	400	1984,8							
ВЛ 330 кВ "Шатой-330 - Итум-Калинская ГЭС"	20км	901,6	20,0		901,6							
ВЛ 330 кВ "Шатой-330 - Ботлих-330" с расширением ПС "Ботлих-330"	55км	1658,6				55,0		1658,6				
заход ВЛ 330 кВ "Шатой-330 - Ботлих-330" на Химойскую ГЭС	2х6,0км	1658,6							12,0		1658,6	
<i>Итого вводы по ВЛ 330 кВ</i>	<i>352,0</i>		<i>285,0</i>			<i>55,0</i>			<i>12,0</i>			
<i>Итого вводы по ПС 330 кВ</i>	<i>650,0</i>			<i>650,0</i>			<i>0,0</i>			<i>0,0</i>		
<b>Всего инвестиций в объекты 330кВ</b>		<b>10140,7</b>			<b>0,0</b>			<b>1856,8</b>			<b>8283,9</b>	
<b>Объекты 110 кВ</b>												
ВЛ 110 кВ Торячесточненская - Гудермес тяг"	32,6 км	332,4				32,6		332,4				
ВЛ 110кВ "Гудермес-330 - Гудермес гор."	13 км	177,1	13,0		177,1							
ВЛ 110кВ "ГрГЭС - Южная" (2-е цепи)	2х8км	131,2	16,0		131,2							
ВЛ 1 ЮкВ "Горец - Горец-2" с ПС 1 ЮкВ "Горец-2" с рек. ПС "Горец"	5,0км, 2х25МВА	459,3	5,0	50,0	459,3							

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

ВЛ 110 кВ "Горец-2 - Цементзавод" с заходом на Чире-Юртскую ГЭС	20км	306,6	20,0		306,6						
ВЛ 110 кВ "Цементзавод - Шатой-110" (2-е цепи) с заходом одной цепи на Дуба-Юртговскую ГЭС с ПС 110кВ "Шатой-110"	2х27км, 2х16МВА	984,7	54,0	32,0	984,7						
ВЛ 110кВ "Грозный-330 - Цементзавод"	23,3км	258,7	23,3		258,7						
ВЛ 110кВ "Чире-Юртская ГЭС - Зонахская ГЭС"	11км	209,3	11,0		209,3						
ВЛ 110 кВ "Шатой-330 - Итум-Калинская ГЭС" (2-е цепи) с заходами на Какадойскую ГЭС и Нихайловскую ГЭС	2х20 км	673,5	40,0		673,5						
заход ВЛ 110 кВ "Цементзавод-Шатой-110" на Улус-Кертскую ГЭС	2х1 км					2,0		17,7			
ВЛ 110 кВ "Шатой-330 - Шаро-Аргунская ГЭС" (2-е цепи) с заходами на Нижлояхскую ГЭС	2х14 км	369,7				28,0		369,7			
ВЛ 110 кВ "Шатой-330 - Шатой-110" (2-е цепи)	2х3 км	204,8	6,0		204,8						
ПС 110 кВ "Шали-2" с заходом ВЛ 110кВ "АрТЭЦ-4 - Шали"	2х5 км, 2х25МВА	363,1	10,0	50,0	363,1						
ПС 110 кВ "Аргун" с заходом ВЛ 110кВ "Грозный-330 - Гудермес тяг."	2х0,5 км, 2х25МВА	295,7	1,0	50,0	295,7						
ПС 110 кВ "ПГВ" с заходом ВЛ 110кВ Л-110	2х1 км, 2х25МВА	303,1	2,0	50,0	303,1						
ПС 110 кВ "ВЭС" с заходом ВЛ 110кВ "Горячесточненская-Гудермес тяг"	2х0,5 км, 2х40МВА	319,7	1,0	80,0	319,7						
заходы Л-146, Л-149 на ПС 330 кВ "Гудермес-330"	2х1 км, 2х3 км	59,9	8,0		59,9						
<b>Итого вводы по ВЛ 110 кВ</b>	<b>272,9</b>		<b>210,3</b>			<b>62,6</b>		<b>0,0</b>			
<b>Итого вводы по ПС 110 кВ</b>	<b>312,0</b>			<b>312</b>		<b>0</b>		<b>0</b>			
<b>Всего инвестиций в объекты 110 кВ</b>		<b>5448,8</b>			<b>4746,7</b>			<b>719,8</b>			<b>0,0</b>
<b>ВСЕГО ВВОДЫ ПО ВЛ 110-330 КВ</b>	<b>624,9</b>		<b>495,3</b>			<b>117,6</b>		<b>12,0</b>			
<b>ВСЕГО ВВОДЫ ПО ПС 110-330 КВ</b>	<b>962,0</b>			<b>962,0</b>		<b>0,0</b>		<b>0,0</b>			
<b>ВСЕГО ИНВЕСТИЦИИ ПО ОБЪЕКТАМ 110-330 КВ</b>		<b>17248,1</b>			<b>13228,8</b>			<b>2378,4</b>			<b>1658,6</b>

Программа развития энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.

Таблица 3.25 - Суммарные показатели электросетевого строительства объектов напряжением 35 и 110 кВ в Чеченской энергосистеме за период 2010-2015 гг.  
«Расчетный» вариант

Наименование	Ввод ВЛ, км трансформаторов, шт/МВА	Ориентировочные капиталовложения, млн. руб.	
		Цены 2000 г.	Цены 2010 г.
<b>I Линии электропередачи</b>			
<i>ВЛ 330 кВ, всего</i>	70	180,75	917,3
в т. ч. новое строительство	70	180,75	917,3
реконструкция	0	0,0	0
<i>ВЛ 110кВ, всего</i>	392,2	375,37	1905
в т. ч. новое строительство	313,4	359,80	1826
реконструкция	78,8	15,57	79
<i>ВЛ 35 кВ, всего,</i>	180,3	131,00	664,8
в т. ч. новое строительство	153,8	127,45	646,8
реконструкция	26,5	3,55	18
<b>Всего по ВЛ 35 кВ и выше</b>	<b>642,5</b>	<b>687,11</b>	<b>3487,1</b>
в т. ч. новое строительство	537,2	668,00	3390,1
реконструкция	105,3	19,11	97
<b>2. Подстанции.</b>			
<i>ПС 330 кВ, всего,</i>	2/375	368,43	1869,8
в т. ч. новое строительство	1/250	267,98	1360
реконструкция	1/125	100,45	509,8
<i>ПС 110 кВ, всего,</i>	33/829	1279,90	6495,5
в т. ч. новое строительство	10/394,0	660,06	3349,8
из них КУ (БСК)	53,4	8,41	42,7
реконструкция	23/435,0	611,43	3103
<i>ПС 35 кВ, всего,</i>	25/108,7	122,80	623,2
в т. ч. новое строительство	4/32,7	50,76	257,6
реконструкция	21/76,0	72,04	365,6
<b>Всего по ПС 35 кВ и выше:</b>	<b>60/1062,7</b>	<b>1771,13</b>	<b>8988,5</b>
в т. ч. новое строительство	15/676,7	978,80	4967,4
из них КУ (БСК)	68,5	8,41	42,7
реконструкция	45/636,0	783,92	3978,4
<b>Всего инвестиций по ВЛ и ПС:</b>		<b>2458,25</b>	<b>12475,6</b>
в т. ч. новое строительство		1646,80	8357,5
реконструкция		803,03	4075,4
из них КУ (БСК)		8,41	42,7

*Примечание: Цены 2010 г. с учетом НДС получены умножением базовых цен 2000 г. на 5,075 («КО ИНВЕСТ», вытукс 67).*

**3.8. Основные технико-экономические показатели подпрограммы**

Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики разработана для уровня нагрузок, соответствующего «расчетному» варианту (по данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ на период 2011-2017 г.г.). В качестве расчетного для этапа развития энергосистемы 2015 г. принято потребление в собственный максимум энергосистемы величиной 489 МВт. Уровни электропотребления и максимумы нагрузки на перспективу до 2030 г. определены величинами, представленными в таблице 3.26.

Таблица 3.26. Уровни электропотребления и максимумы нагрузки на перспективу до 2030 г.

Показатели	отчет	прогноз			Сред. год. рост за период 2009 - 2020 гг., %
	2009 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.	
Электропотребление, млн. кВт.ч	2089	2418	2650	3360	
<i>среднегодовой прирост, %</i>	4,2	2,5	2,0	2,4	2,3
Максимум нагрузки, МВт	416	489	539	667	
<i>среднегодовой прирост, %</i>	0,5	2,7	2,0	2,4	2,3

Рост электропотребления в рассматриваемый период в основном будет определяться развитием коммунально-бытовых и промышленных потребителей

2. Покрытие прогнозируемого спроса на электроэнергию в энергосистеме Чеченской Республики в 2015 году в «расчетном» варианте предусматривается за счет получения электроэнергии из ОЭС Юга, в «оптимистическом» варианте около 50 % потребности энергосистемы предполагается покрывать за счет электростанций, сооружаемых на территории республики.

В период до 2015 года вводы мощности на электростанциях предусматриваются в следующих объемах:

- «расчетный» вариант - вводов нет;
- «оптимистический» вариант - 250 МВт, в том числе:
  - Аргунская ТЭЦ - 50 МВт в 2013г.;
  - Грозненская ТЭС - 200 МВт (1-я очередь) в 2015 г.

В последующий период 2016-2020-2030 г.г. предусматривается ввод мощности на электростанциях, сооружаемых на территории республики: «расчетный» вариант - 642 МВт;

- Аргунская ТЭЦ - 50 МВт в 2019г.;
- Грозненская ТЭС - 200 МВт в 2020 г., 200 МВт в 2021-2025 г.г.;
- Аргунский каскад ГЭС - 392 МВт в 2021-2030 г.г., в том числе «оптимистический» вариант - 920 МВт, в том числе:
  - Грозненская ТЭС - 200 МВт (2-я очередь) в 2016 г.;
  - каскад Аргунских ГЭС - 720 МВт, в том числе:
    - 1-я очередь - 80 МВт - 2016 г.;
    - 2-я очередь - 312 МВт - 2020 г.;
    - 3-я очередь - 328 МВт - 2021-2030 гг.

3. В «расчетном» варианте дефицит мощности и электроэнергии в ближайшие годы будет возрастать и может составить в 2017-2018 г.г. 500-510 МВт по мощности и 2480-2530 млн. кВт.ч по электроэнергии. В последующий период за счет завершения строительства Аргунской ТЭЦ и ввода Грозненской ТЭС дефицит мощности и электроэнергии будет уменьшаться и может составить в 2020 году 280 МВт по мощности и 1760 млн. кВт.ч по электроэнергии. В 2030 году с учетом ввода

второго блока 200 МВт на Грозненской ТЭС и каскада ГЭС на р. Аргун Чеченская энергосистема будет самобалансироваться.

В «оптимистическом» варианте дефицит мощности и электроэнергии в 2011 -2014 г.г. достигнет 437-439 МВт, а электроэнергии 2200-2260 млн. кВт.ч. К 2015 г. с вводом Аргунской ТЭС и Грозненской ТЭС дефицит мощности уменьшается до 220 МВт, электроэнергии - до 1460 млн. кВт.ч. С вводом второй очереди Грозненской ТЭС (200 МВт) в 2016 г. Чеченская энергосистема до 2020 года практически будет самобалансироваться по мощности, а по электроэнергии образуются незначительные избытки (90-170 млн. кВт.ч.), а с вводом в 2020 г. 1 -й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС избытки электроэнергии увеличиваются до 400 млн. кВт.ч. В период 2021 -2030 г.г. с учетом ввода третьей очереди Аргунского каскада ГЭС в энергосистеме Чеченской Республики будут незначительные избытки как по мощности так и по электроэнергии (до 130 МВт и 470-480 млн. кВт.ч соответственно).

4. Установка на ПС Грозный трех АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый обеспечит надежное электроснабжение потребителей на территории Чеченской Республики при росте потребления на ее территории до 490 МВт и отсутствии генерирующих источников, что соответствует прогнозируемому уровню потребления и развитию энергосистемы в «расчетном» варианте на 2015 г. В «оптимистическом» варианте условия электроснабжения потребителей энергосистемы Чеченской Республики на этапе 2015 г. и в последующий период существенно улучшаются по сравнению с расчетным вариантом.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Чеченской Республики при проведении ремонтов ВЛ 330 кВ, питающих ПС Грозный, рекомендуется строительство к 2015 г. новой подстанции 330 кВ в районе г. Гудермес. Строительство новой ПС 330 кВ обеспечит необходимые условия электроснабжения потребителей Чеченской республики при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Грозный - В-2 если в ремонте находится ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный (потеря питания ПС Грозный на напряжении 330 кВ). На новой ПС 330 кВ Гудермес потребуется сразу установить АТ 330/110 кВ 2х125 МВА.

Для присоединения к сети 330 кВ ОЭС Юга ПС 330 кВ Гудермес рекомендуется построить заходы от ВЛ 330 кВ Моздок - Артем протяженностью 35-40 км. Присоединение ПС 330 кВ Гудермес к сети 110 кВ рекомендуется осуществить путем захода двух ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Шелковская и Гудермес тяг. -Ойсунгур. Протяженность заходов ориентировочно составит 1 км и 4,5 км соответственно. Кроме того, для усиления питания ПС 110 кВ Гудермес рекомендуется строительство новой ВЛ 110 кВ протяженностью 13 км «Гудермес-330 - Гудермес-110».

5. Анализ складывающихся в период 2014-2020 г. балансов мощности в юго-восточной зоне Северного Кавказа для «расчетного» варианта показал, что при прогнозируемом росте нагрузки и увеличении с 2015 г. экспорта в Азербайджан и Иран (до 500 МВт) переток мощности в сечении ОЭС Юга - Дагестанская и Чеченская энергосистемы уже в 2016 г. превысит величину предельно допустимую по статической устойчивости.

Таким образом, при развитии энергосистемы Чеченской Республики по «расчетному» варианту для увеличения экспорта в Азербайджан (Иран) с 300 до 500 МВт в 2015 г. потребуются обеспечить повышение пропускной способности сети 330 кВ в направлении Дагестанской энергосистемы еще на 200-250 МВт. Такое повышение пропускной способности электрической сети вероятно потребует развития сети 500 кВ в направлении на Дагестанскую энергосистему.

В складывающейся ситуации для обеспечения планируемого увеличения экспорта в Азербайджан и Иран представляется целесообразным обеспечить снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой за счет снижения дефицита мощности в Чеченской энергосистеме. В этом плане предлагается приблизить сроки ввода генерирующих мощностей в энергосистеме Чеченской Республики, в соответствии с предложением Правительства Чеченской Республики, которое одобрено Минэнерго РФ.

Предлагается обеспечить в 2013-2016 г.г. ввод мощности на Аргунской ТЭС (увеличение на 50 МВт) и на Грозненской ТЭС 400 МВт в 2015-2016 г.г. (развитие энергосистемы по «оптимистическому варианту»). Тем самым будет обеспечено снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой до величины перетоков мощности, допустимых по статической устойчивости, и создан достаточный резерв пропускной способности сети.

6. При развитии энергосистемы Чеченской Республики по *«оптимистическому» варианту* строительство нового центра питания сети 110 кВ (ПС 330 кВ) в энергосистеме Чеченской Республики не потребуется до 2020 г., а развитие сети 330 кВ в этот период будет обусловлено необходимостью выдачи мощности Аргунского каскада ГЭС при вводе его 2-й очереди в 2020 г.

Для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС (312 МВт) рекомендуется строительство ПС 330/110 кВ Шатой и ВЛ 330 кВ Шатой - Грозный и Шатой - Гудермес - Владикавказ-500.

7. Для оптимизации режима потребления реактивной мощности кроме установки на ПС Грозный СТК-50 рекомендуется обеспечить компенсацию реактивной мощности нагрузки на подстанциях 110 кВ энергосистемы общей величиной **53,4** Мвар, что обеспечит общее снижение потерь мощности в сети в максимум нагрузок энергосистемы 2015 года на **3,797** МВт и потерь электроэнергии на **23,54** млн. кВт.ч в год

8. До 2015 года, согласно «расчетного» варианта, намечено построить **451,2** км новых ВЛ 35 и 110 кВ и 14 новых подстанций 35 и 110 кВ, на которых предусматривается ввод **426,7** МВА трансформаторной мощности. Кроме того, планируется построить ПС 330 кВ «Гудермес» с вводом мощности 250 МВА, и заход на нее ВЛ 330 кВ «Моздок - Артем» протяженностью 2х35 км.

Реконструкцию и техническое перевооружение предусматривается выполнить для **105,3** км действующих ВЛ 35 и 110 кВ. На 44 подстанции 35 и 110 кВ предусматривается реконструкция и техническое перевооружение с заменой трансформаторов и коммутационного оборудования. На ПС 330 кВ «Грозный» предусматривается установка третьего АТ 330/110 кВ 125 МВА с коммутирующим оборудованием. Всего в Чеченской энергосистеме предусмотрено выполнить замену и установку дополнительных трансформаторов на ПС 35 кВ и выше суммарной мощностью **636,0** МВА.

9. Для реализации намеченного развития, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2010-2015 г.г. потребуется капиталовложений **12475,6** млн. руб. в ценах 2010 года.

Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2010-2015 г.г. составляют - **8357,5** млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение - **4075,4** млн. руб.

В период 2016 - 2030 г.г., для развития сетей 110 и 330 кВ в Чеченской энергосистеме в «расчетном» варианте, намечено построить **374,9** км новых ВЛ 110 и 330 кВ и 7 новых подстанций 110 и 330 кВ, на которых предусматривается ввод **712** МВА трансформаторной мощности. Для реализации намеченного развития электрических сетей напряжением 110 - 330 кВ Чеченской энергосистемы в 2016-2030 г.г. потребуется капиталовложений **9462,1** млн. руб. в ценах 2010 года. Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2016-2030 г.г. на объекты 330 кВ составляют - **4553,6** млн. руб., на объекты 110 кВ - **4908,5** млн. руб.

В «оптимистическом» варианте в период 2016 - 2030 г.г. намечено построить **627,9** км новых ВЛ 110 и 330 кВ и 8 новых подстанций 110 и 330 кВ с общей мощностью **962** МВА. Для реализации намеченного развития электрических сетей напряжением 110 - 330 кВ Чеченской энергосистемы по «оптимистическому» варианту в 2016-2030 г.г. потребуется капиталовложений **17253,0** млн. руб.

#### **4. ПОДПРОГРАММА «ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»**

##### **4.1. Современное состояние и тенденции развития**

Сегодняшний гидроэнергетический комплекс России – это свыше 80 гидроэлектростанций (кроме малых ГЭС) общей установленной мощностью около 46 тыс. МВт и среднесуточной выработкой 180 млрд. кВт/ч в год, что составляет соответственно 22 % и 18,6 % по мощности и выработке от всех электростанций России.

Ожидая скорого принятия новых законов в области возобновляемой энергии, российские и зарубежные инвесторы изучают возможности капиталовложений в гидроэнергетику. Например, японская «Mitsui» и норвежская «Statkraft» рассматривают предложения по строительству на Северном Кавказе гидроэнергетических установок. Помимо экономической целесообразности, развитие гидроэнергетики определяют экологические приоритеты. Поскольку строительство крупных ГЭС, как правило, сопряжено с существенными экологическими проблемами, в странах с высокими природоохранными стандартами это стало дополнительным барьером для развития крупной гидрогенерации.

Целесообразность использования гидроэнергоресурсов горных рек многократно подтверждена на практике развития энергетики республик Северного Кавказа, где в настоящее время функционирует 36 ГЭС, в стадии проектирования и строительства находится еще около 30 ГЭС. Сроки окупаемости затрат на строительство ГЭС имеют устойчивую тенденцию к сокращению за счет прогнозируемого роста цен на органическое топливо (с 19,6 долларов США за 1000 м<sup>3</sup> газа в 2001 г. до 62,2 к 2010 г.) и ратификацией Россией Киотского соглашения по защите окружающей среды.

В представленной компанией «РИКО Групп», «Схеме размещения объектов каскада ГЭС и социальной сферы», предлагается строительство каскада ГЭС на р. Аргун, которое призвано обеспечить: дальнейшее развитие экономики, объектов сельского хозяйства, производства экологически чистой электроэнергии, сферы услуг и отдыха в Чеченской Республике, снизить потери в электрических сетях, улучшить социальную обстановку.

По заданию Правительственной комиссии под руководством Г.О. Грефа, во исполнение поручения Президента Российской Федерации В.В. Путина от 05.07.2004г., ФГУП «Гипрогор» и ГНИУ «Совет по изучению производительных сил» разработали «Концепцию схемы развития и размещения производительных сил Чеченской Республики на период до 2010 г.», и рекомендовали уже с 2005 г. приступить к реализации проекта освоения гидроэнергетических ресурсов горных рек.

Решением Правительства Чеченской Республики в 2009 г. проект строительства каскада ГЭС на реке Аргун вошел в Перечень приоритетных инвестиционных проектов и предложений Чеченской Республики. В целом, инвестиционный проект каскада Аргунских ГЭС кроме очевидной экономической привлекательности, имеет огромное социальное значение, связанное с созданием более 8000 новых рабочих мест, а с учетом инфраструктуры более 20 000 тысяч рабочих мест.

##### **4.2. Техничко-экономическая оценка использования гидроресурсов**

###### **4.2.1. Общая характеристика речной сети**

Территория Чеченской Республики характеризуется высокой обеспеченностью водными ресурсами (как поверхностными, так и подземными). Водные ресурсы республики сосредоточены в реках, озерах, водохранилищах, ледниках и в недрах земли.

В связи с особенностями рельефа и климатическими условиями, в первую очередь распределением осадков, речная сеть распределена по территории республики неравномерно.

Горная часть и прилегающая к ней Чеченская равнина имеют густую, сильно разветвленную речную сеть. А на Терско-Сунженской возвышенности и в районах, расположенных к северу от Терка, рек нет. Территория Чеченской Республики обеспечена водными ресурсами, но отличается неравномерным распределением на своей территории речной сети. Это объясняется характером рельефа и неравномерностью распределения атмосферных осадков, резким преобладанием испарений над осадками в степных и полупустынных районах. Большое влияние на быстроту стока



оказывает не только высота над уровнем океана, но также направление горных хребтов, ориентация склонов, характер форм рельефа

Южная часть республики – горные районы и Чеченская наклонная равнина – имеют широко разветвленную и густую сеть рек и речек. Терско-Сунженская возвышенность и Затеречная низменность, лежащие к северу от Терека, лишены стока.

Чеченская Республика имеет весьма разветвленную речную сеть. Общее количество рек составляет 3198, суммарная протяженность - 6508,8 км. Все реки относятся к речным системам Терека и Сулака бассейна Каспийского моря. Преобладающее большинство рек (>97 %) представляет собой небольшие водотоки длиной менее 10 км. Число основных рек (длиною более 10 км) - 100.

Большая часть рек республики относится к горным, имеют ледниковое или грунтовое питание. Все они берут свое начало в ледниках Кавказского хребта или из родников на северных склонах Скалистого и Пастбищного хребтов и Черных гор. Все реки Чечни относятся к бассейну реки Терека, за исключением рек Аксай, Яман-Су и Ярык-Су, относящиеся к бассейну р. Акташ. Терек, Аргун, Асса, как реки ледникового питания, имеют не только весенние поднятия воды, связанные с таянием снега в их бассейнах, но еще и паводковый период во второй половине лета, во время таяния ледников Кавказского хребта. Усиленные осенние дожди в горах также дают подъемы воды. Самый низкий уровень воды у горных рек бывает зимой. Распределение годового стока горных рек по временам года характеризуется примерно таким соотношением: на летний период (июнь-август) падает 55 %, на весенний и осенний – 35 %, на зимний (декабрь-февраль) – 10 %. Такой гидрологический режим рек благоприятен для орошения, но затрудняет равномерную работу гидроэлектростанций.

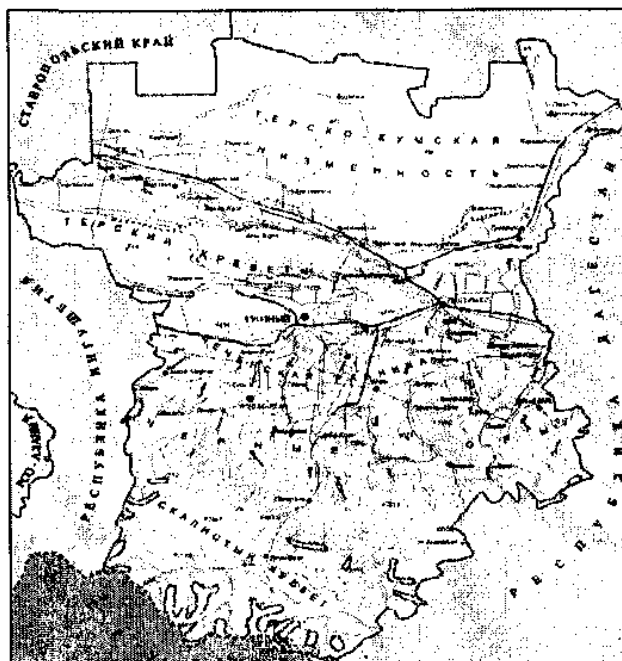


Рис.4.1 . Карта гидросети Чеченской Республики.

Условные обозначения:

- 1 – г. Грозный; 2,3 – населенные пункты; 4,5 - границы Чеченской Республики;  
6 – реки; 7 – озера; 8 – ледники; 9 – каналы; 10 - реки временные.

За исключением Терека, Ассы и Аргуна, все остальные реки горной и предгорной части республики питаются родниковыми и дождевыми водами. Более значительные из них – Сунжа, Фортанга, Гехи и Мартан – берут начало в зоне Скалистого хребта, а Шалажи, Валерик, Гойта, Джалка, Гумс – из родников Пастбищного хребта и Черных гор. Реки с родниковым и дождевым питанием второго паводка не имеют и к лету сильно мелеют.

По водному режиму реки Чеченской Республики можно разделить на два типа: первый тип - реки, в питании которых важную роль играют ледники и высокогорные снега. К ним относятся Терек, Сунжа (ниже впадения Ассы) и Аргун. Эти реки имеют половодье в летний период, когда энергично тают снега и ледники высоко в горах. Ко второму типу относятся реки, берущие начало из родников. В эту группу входят реки: Валерик, Гехи, Мартан, Гойта, Джалка, Белка, Аксай, Ярык-Су и другие. У них не бывает летнего половодья. Водный режим рек обоих типов характеризуется резкими паводками в летний период.

Терек, Аргун, Асса, как реки ледникового питания, имеют не только весенние поднятия воды, связанные с таянием снега в их бассейнах, но еще и паводковый период во второй половине лета, во время таяния ледников Кавказского хребта. Усиленные осенние дожди в горах также дают подъемы воды. Самый низкий уровень воды у горных рек бывает зимой. Распределение годового стока горных рек по временам года характеризуется примерно таким соотношением: на летний период (июнь-август) падает 55 %, на весенний и осенний – 35 %, на зимний (декабрь-февраль) – 10 %. Такой гидрологический режим рек благоприятен для орошения, но затрудняет равномерную работу гидроэлектростанций.

#### 4.2.2. Оценка потенциала.

Основными показателями, позволяющими оценить гидроэнергетический потенциал региона, являются водность рек и наличие значительных перепадов высот рельефа. Совокупность данных по объему стока местных водотоков, крупных транзитных рек и амплитуде рельефа является достаточной для адекватной оценки потенциальной энергетической мощности работы воды на территории освоения.

Потенциальные гидроресурсы территории определялись по данным среднесезонных расходов и потенциальной энергии воды. Основные гидроресурсы сосредоточены, в основном, на крупных реках: Терек, Сунжа, Аргун, Асса и других. Средний многолетний сток рек на территории Чеченской Республики составляет - 12,7 млн.м<sup>3</sup>.

Валовый гидроэнергетический потенциал оценивается величиной 7,4 млрд. кВт, экономический потенциал - 4,7 млрд. кВт. Удельная насыщенность гидроресурсами составляет 3,85 тыс. кВт·ч на 1 км<sup>2</sup> территории. Валовый потенциал отдельно горных рек составляет - 2,4 млрд. кВт·ч а технический - 1,32 млрд. кВт·ч.

Исходя из отсутствия необходимых условий для использования на р. Терек строительства ГЭС деривационного и плотинного типа, предусматривается строительство плавучих (гирляндных) гидроэлектростанций малой мощности.

#### 4.2.3. Результаты экономического анализа каскада ГЭС на р. Аргун

Рассмотрены два варианта работы ГЭС: в каскаде и при самостоятельной работе.

**Работа в каскаде.** В таблице 4.1 и на рис. 4.2 приведены экономические показатели по отдельным гидроэлектростанциям при работе в каскаде. Самый короткий период окупаемости инвестиции имеет место в случае ГЭС Дуба-Юрт и составляет 11 лет. Периоды окупаемости ГЭС Улус-Керт, ГЭС Нежилой-ахк и ГЭС Шаро-Аргун превышают 30 лет. Отношение доходов и расходов является наиболее благоприятным в случае ГЭС Дуба-Юрт (5,4) и ГЭС Нихалой (5,1). Внутренняя норма рентабельности (IRR) составляет: для ГЭС Дуба-Юрт - 14,15 %, а в случае ГЭС Нихалой составляет 12,87 %. Наиболее неблагоприятный показатель IRR имеют ГЭС Нежилой-ахк, ГЭС Шаро-Аргун и ГЭС Улус-Керт, этот показатель составляет менее 6 %. Самое большое значение чистого дисконтированного дохода имеет ГЭС Нихалой, за ней следует ГЭС Итум-Кале.

**Самостоятельная работа.** При самостоятельной работе гидроэлектростанций результаты являются менее благоприятными, но последовательность окупаемости инвестиций не меняется. В таблице 4.2 приведены экономические показатели по отдельным гидроэлектростанциям при их самостоятельной работе. Самый короткий период окупаемости инвестиций, составляющий 12 лет, имеет ГЭС Дуба-Юрт, наихудшие показатели IRR имеют ГЭС Нежилой-ахк, ГЭС Шаро-Аргун и ГЭС Улус-Керт. Значение этого показателя в случае этих электростанций менее 6%. Самое большое значение чистого дисконтированного дохода имеет ГЭС Нихалой, за ней следует ГЭС Итум-Кале.

Программа развития энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.

Таблица 4.1. Экономические показатели при работе в каскаде

№ п/п	Гидро-электростанция	Период окупаемости	Внутренняя норма рентабельности	Доход/расход	Дисконтированный доход (руб.)
		(лет)	(%)		
1	Чири-Юрт	20	8,20%	3,0	14.043.701.513
2	Дуба-Юрт	11	14,15%	5,4	23.931.805.682
3	Зоны	16	9,93%	3,8	22.818.109.960
4	Нихалой	13	12,87%	5,1	26.689.573.243
5	Кокадой	15	10,18%	3,6	10.062.937.248
6	Итум-Кале	20	8,16%	3,1	24.571.183.903
7	Улус-Керт	31	5,54%	1,9	6.013.515.423
8	Нежилой-ахк	39	4,89%	1,7	8.065.399.876
9	Шаро-Аргун	36	5,18%	1,8	6.005.254.221
10	Хима	27	6,28%	2,2	15.129.950.741

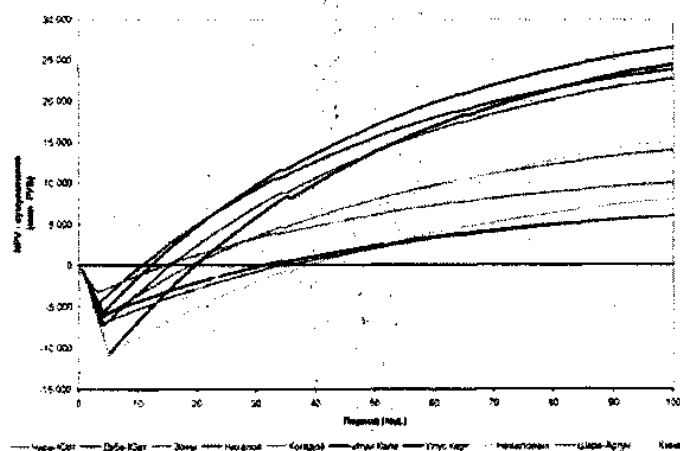


Рис. 4.2. Экономическая динамика - работа в каскаде

На рисунке 4.3 приведено графическое изображение экономической динамики показателей самостоятельной работы.

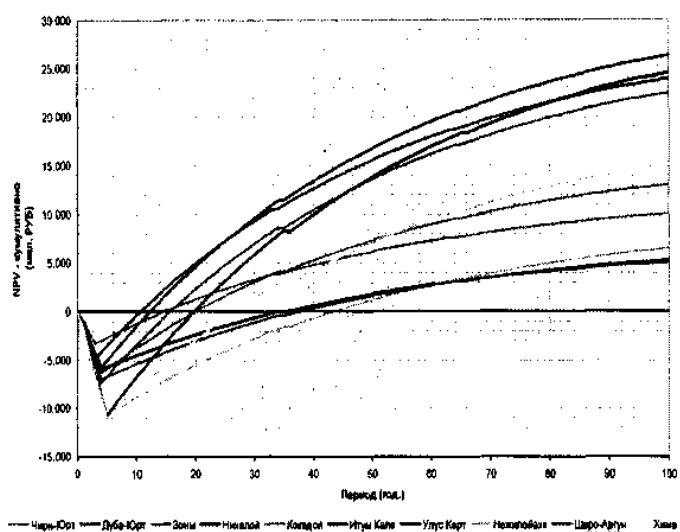


Рис. 4.3. Экономическая динамика – самостоятельная работа

Произведено ранжирование запланированных гидроэлектростанций по экономическим показателям. Ранжирование электростанций при их работе в каскаде совпадает с ранжированием при самостоятельной работе. Самые благоприятные показатели по периоду окупаемости, внутренней норме рентабельности и соотношению доходов и расходов имеет ГЭС Дуба-Юрт. За ней следуют ГЭС Нихалой и ГЭС Кокадой. Гидроэлектростанции, запланированные на Шаро-Аргуне, являются менее выгодными.

Таблица 4.2. Экономические показатели - самостоятельная работа

№ п/п	Гидроэлектростанция	Период окупаемости	Внутренняя норма рентабельности	Доход/расход	Дисконтированный доход
		лет	%		руб.
1	Чири-Юрт	20	7,87%	2,9	13.039.495.795
2	Дуба-Юрт	12	13,55%	5,1	22.462.724.106
3	Зоны	16	9,85%	3,7	22.493.674.279
4	Нихалой	13	12,76%	5,0	26.349.688.263
5	Кокадой	15	10,00%	3,6	9.775.508.223
6	Итум-Кале	20	8,16%	3,1	24.571.183.903
7	Улус-Керт	34	5,21%	1,8	5.132.904.230
8	Нежилой-ахк	44	4,55%	1,6	6.496.069.065
9	Шаро-Аргун	38	4,95%	1,7	5.325.484.199
10	Хима	27	6,28%	2,2	15.129.950.741

#### 4.2.4. Предложение по фазовому строительству

Последовательность строительства объектов гидроэлектростанций определялась в соответствии с ранжированием по экономическим показателям;

- воздействием строительства плотины на пронос наносов в зоны низовья бассейна;
- требованиями инвестора.

Последовательность строительства:

- |                  |                    |
|------------------|--------------------|
| 1. ГЭС Чири-Юрт  | 6. ГЭС Кокадой     |
| 2. ГЭС Дуба-Юрт  | 7. ГЭС Хима        |
| 3. ГЭС Итум-Кале | 8. ГЭС Шаро-Аргун  |
| 4. ГЭС Зоны      | 9. ГЭС Нежилой-ахк |
| 5. ГЭС Нихалой   | 10. ГЭС Улус-Керт  |

В соответствии с планами инвестора первоначально предусматривается параллельное строительство гидроэлектростанций ГЭС Чири-Юрт и ГЭС Дуба-Юрт. Перед окончанием строительства указанных двух гидроэлектростанций предусматривается начать строительство ГЭС Итум-Кале как электростанции в самом низовье с учетом того, что посредством водохранилища Итум-Кале, в связи с большим аккумуляционным объемом, возможно, регулировать расход в низовье русла Аргуна, что будет способствовать повышению надежности строительства остальных гидроэлектростанций в бассейне, а также значительному снижению проноса наносов в низовье бассейна. Затем в бассейне предусматривается строительство гидроэлектростанций ГЭС Нихалой и ГЭС Зоны. Последней на реке Аргун будет построена гидроэлектростанция Кокадой.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Таблица 4.4. Основные технико-экономические показатели 1 и 2-ой очереди проекта «Строительство каскада ГЭС на р. Аргун»

№ п/п	Структура инвестиций	Период (в годах реализации)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1.	Приобретение имущественных прав (земля, объекты недвижимости, существую											
1.1	Приобретение имущественных прав	X	27344,5	27344,5	50413,5	50413,5	50413,5	-	-	-	-	-
1.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.	Приобретение нематериальных активов (лицензии, разрешения, патенты, товарнь											
2.1	Нематериальные активы	X	54689,0	54689,0	54689,0	54689,0	54689,0	151240,5	151240,5	151240,5	151240,5	151240,5
2.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Разработка проектно-сметной документации, проведение подготовительных работы (с учетом реализации 2-х из 3-х очередей											
3.1	Обследовательские работы	190000,0	30625,84	30625,84	56463,12	56463,12	56463,12	-	-	-	-	-
3.2	ПИР	X	149300,97	149300,97	149300,97	149300,97	412886,56	412886,56	412886,56	412886,56	-	-
3.3	Экспертиза	X	17227,04	17227,04	17227,04	17227,04	47640,76	47640,76	47640,76	47640,76	-	-
3.4	Авторский надзор	X	9570,58	9570,58	9570,58	9570,58	26467,09	26467,09	26467,09	26467,09	-	-
4.	Осуществление материальных затрат (1-я очередь: 2010-2014гг.; 2-я очередь: 2015-2019гг.; 3-я оч											
4.1	Строительно-монтажные работы	X	182114,37	473497,36	692034,606	1092686,22	1201954,84	503630,87	1309440,25	1913797,29	3021785,19	3323963,7
4.2	Оборудование	X	285476,58	742239,11	1084811	1712859,48	1884145,43	789475,41	2052636,07	3000006,56	4736852,46	5210537,7
4.3	Прочие затраты	X	24610,05	63986,13	93518,19	147660,3	162426,33	68058,23	176951,39	258621,26	408349,35	449184,3

\*\* - Показатели данного графика - в стоимостных единицах по каждой статье затрат в периоде реализации инвестпроекта

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

В первую очередь, на реке Шаро-Аргун предусматривается строительство ГЭС Хима. Это обусловлено тем, что посредством водохранилища Хима с учетом большого аккумуляционного пространства, возможно, регулировать расход в низовье русла Шаро-Аргуна, что будет способствовать значительному снижению проноса наносов в низовье бассейна. Предусматриваемая последовательность дальнейшего строительства: ГЭС Шаро-Аргун, ГЭС Нежилой-ахк и ГЭС Улус-Керт – последняя гидроэлектростанция, расположенная в самом низовье реки Шаро-Аргун.

Таблица 4.3. Основные технические показатели каскада Аргунских ГЭС

№	Наименование ГЭС	Объем аккумуляции, м <sup>3</sup>	Площадь аккумуляции, га	Установленный расход, м <sup>3</sup> /с	Напор, м	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка, ГВтч
1	Чири-Юрт	48х10 <sup>6</sup>	255	2х60	29,3	32,2	142
2	Дуба-Юрт	145х10 <sup>6</sup>	519	2х60	44.66	49	169
3	Зоны	22х10 <sup>6</sup>	79	2х45	90	80	201
4	Нихалой	25х10 <sup>6</sup>	100	2х40	106.7	83	215
5	Кокадой	25х10 <sup>6</sup>	145	2х35	46.8	32	87
6	Итум-Кале	210х10 <sup>6</sup>	425	2х35	156.8	117	243
7	Улус-Керт	33х10 <sup>6</sup>	134	2х27.5	74.12	40	81,2
8	Нежилой-ахк	60х10 <sup>6</sup>	132	2х27.5	116.35	63	130,3
9	Шаро-Аргун	75х10 <sup>6</sup>	210	2х25	97.2	47	87,9
10	Хима	89х10 <sup>6</sup>	220	2х20	445	179	185,7
<b>Всего по каскаду ГЭС на р.Аргун</b>						<b>721,4</b>	<b>1542,1</b>
11	Промканал				18	7,8	44,6
<b>Итого</b>						<b>729,2</b>	<b>1586,7</b>

### 4.3. Малая гидроэнергетика

В настоящее время в Российской Федерации действуют более 300 малых ГЭС общей мощностью около 1300 тыс. кВт. Эти ГЭС различны по конструктивным решениям и техническому уровню – от управляемых вручную до полностью автоматизированных, работающих без дежурного персонала.

Малые ГЭС обеспечивают энергоснабжение отдельных потребителей, изолированных от энергосистемы, но большая их часть подключена к местным энергосистемам. По мнению специалистов, к классу малых ГЭС по экономическим соображениям должны относиться ГЭС мощностью от 50-100 кВт (микро-ГЭС) до 4000-6000 кВт (малая ГЭС).

Для создания таких мощностей возможны технические решения, принципиально отличные от традиционных, разработанных для более крупных ГЭС, в том числе:

- строительство бесплотинных водозаборов;
- создание водохранилищ, затопление которых не превышает максимально паводочного уровня;
- внерусловое расположение зданий гидроэлектростанций;
- использование энергии естественных перепадов водотока.

Следует отметить, что крупные электро- и теплостанции ориентированы на энергообеспечение городов и промышленных предприятий. Малые населенные пункты и хозяйства, рассеянные среди горных ущелий, не обеспечены или мало обеспечены электроэнергией. Примерно 80 % потребления электроэнергии в быту в горных регионах используется на освещение помещений. Основными энергоносителями для населения этих районов являются древесина, уголь, нефтепродукты.

Подсчитано, что освоение только 10 % гидроэнергетического потенциала малых рек в среднегорном и высокогорном поясе Чеченской Республики позволит электрифицировать до 70 % малых населенных пунктов и сельхозобъектов. Эти положения послужили руководством при разработке принципиальной схемы размещения малых ГЭС на территории Чеченской Республики.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Рассмотрены 112 створов на 29 больших, средних и малых реках с площадью водосбора в основном от 500 до 13600 км<sup>2</sup> для возможного строительства малых ГЭС. Наиболее перспективными для строительства каскадов бесплотинных ГЭС представляются р. Терек как самая многоводная из рассмотренных, р. Сунжа как река с многоводным меженным расходом и др.

Технический потенциал малых водотоков в горной части Чеченской Республики в целом оценивается по средней мощности в 302,4 МВт. Результаты оценок показали, что на территории Чеченской Республики можно построить 67 малых ГЭС (включая малые ГЭС на р. Терек и р. Сунжа) с установленной мощностью 1127 МВт.

Определены энергетические стоимостные показатели первоочередных малых ГЭС. Расчеты показали, что от 14 первоочередных малых ГЭС общей установленной мощностью 9,2 МВт может быть получена выработка электроэнергии 31,2 млн. кВтч и сэкономлено 10,8 тыс. т.у.т.

Определение экономических показателей малых ГЭС в настоящее время затруднено в связи с тем, что точная стоимость гидроагрегата может быть определена только после выбора площадки строительства, так как конструкция и состав оборудования значительно зависят от режима работы ГЭС и характеристик электропотребителей. Ориентировочная стоимость 1кВт установленной мощности составляет 3-5 тыс. долларов США. Таким образом, примерные затраты на реализацию первого этапа строительства малых ГЭС в Чеченской Республике составляет 1,38 млрд. руб. в ценах 2010 года.

Таблица 4.5. Гидроэнергетический потенциал малых рек горной части Чеченской Республики на 01.01.2009 г.

№ п/п	Реки	Мощность, МВт	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Сред. высота водосбора, м	Модуль стока, л/с км	Расход воды, м <sup>3</sup> /с	Расстояние от устья, км
1.	Ярык-су	5,0	186,0	1076,0	7,8	1,46	33,0
2.	Яман-су	0,8	142,4	685,0	3,5	0,5	26,0
3.	Аксай	6,0	452,0	4190,0	117	5,23	93,0
4.	Элистанжи	3,0	224,0	1319,0	3,3	0,74	22,0
5.	Беной-ясси	14,0	177,4	1069,0	15,5	2,75	28,0
6.	Хулхулау	12,0	503,0	1276,0	3,26	1,62	54,0
7.	Белка	12,0	119,0	790,0	5,0	1,07	92,0
8.	Басс	14,0	510,0	690,0	6,0	2,64	87,0
9.	Джалка	20,0	533,0	672,0	8,2	4,47	82,0
10.	Келойахк	12,0	130,0	1820,0	15,6	1,98	16,0
11.	Хуландой-ахк	16,0	107,0	2606,0	22,8	2,44	16,0
12.	Дзумсэрк	6,0	110,0	1575,0	7,7	0,85	19,0
13.	Кериго	30,0	252,0	2508,0	20,0	4,6	25,0
14.	Гехичу	8,0	102,0	1992,0	14,5	1,47	25,0
15.	Марган	10,0	544,0	747,0	6,7	3,38	62,0
16.	Рошни	6,0	35,8	1030,0	10,5	0,38	27,0
17.	Осухи	8,0	118,1	1890,0	18,6	0,23	13,0
18.	Гехи	40,0	332,0	1071,0	10,4	3,47	70,0
19.	Шалажа	5,0	258,0	790,0	7,0	1,86	34,0
20.	Нетхой	8,0	60,9	1132,0	11,1	0,72	39,0
21.	Фортанга	40,0	69,1	1785,0	17,3	1,2	75,0
22.	Гулойхи	16,0	902,0	1800,0	18,6	-	23,0
23.	Мериджи	10,0	109,0	1770,0	17,3	1,88	14,0
24.	Мичик	0,6	200,0	537,0	1,0	0,8	35,0
Всего		<b>302,4</b>					

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

По данным ЗАО «МНТО ИНСЕТ» С-Петербург, использование комплексов бесплотинных гидроэлектростанций (БПЭС), использующих напор воды возможно на реках Терек и Сунжа с суммарной мощностью до 100 мВт. Ориентировочная стоимость проекта на р. Терек - 1,0 млрд. рублей по каскаду, что позволит сэкономить до 510 тыс. т. у. т.

Разрабатывается Проект использования энергии 24 малых рек с установленной мощностью 1227 МВт и годовой выработкой 595 тыс. кВтч. Сроки реализации 2011-2020 гг. Ориентировочная стоимость проекта – 18500 млн. руб.

Следует отметить, что крупные электро- и теплостанции ориентированы на энергообеспечение городов и промышленных предприятий. Малые населенные пункты и хозяйства, рассеянные среди горных ущелий, не обеспечены или мало обеспечены электроэнергией.

Примерно 80 % потребления электроэнергии в быту в горных регионах используется на освещение помещений. Основными энергоносителями для населения этих районов являются древесина, уголь, нефтепродукты.

Освоение только 10 % гидроэнергетического потенциала малых рек в среднегорном и высокогорном поясе Чеченской Республики позволит электрифицировать до 70 % малых населённых пунктов и сельхозобъектов.

### 4.4. Индикативные показатели

Реализация мероприятий Подпрограммы позволит:

- создать энергогенерирующую отрасль в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики;
- получить бюджетный эффект за счет налогов в консолидированный бюджет;
- снизить энергетическую зависимость республики;
- создать в энергетике республики более 8 000 новых рабочих мест, с учетом инфраструктуры более 20 000 тысяч рабочих мест;
- повысить общий КПД системы электроснабжения за счет уменьшения потерь в сетях;
- обеспечить ежегодное сокращение выбросов парниковых газов на 1300 тыс.т. после реализации Подпрограммы.

Материалы Подпрограммы могут быть использованы при формировании инвестиционной политики в отношении развития энергетики, и оптимизации регионального топливно-энергетического баланса.

### 4.5. Индикаторы

Реализация подпрограммы позволит обеспечить:

1. Создание генерирующей отрасли в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики.
2. Выработка электрической энергии:

2015 г. –	356,6 млн. кВтч,
2020 г. –	1101,6 млн. кВтч,
2025 г. –	1586,7 млн. кВтч.
3. Создание новых рабочих мест - 8000 человек, с учетом развития инфраструктуры – 20 000 человек.



## 5. ПОДПРОГРАММА «НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ»

### 5.1. Ветроэнергетика

Ветроэнергетика на протяжении последних лет продолжает оставаться крупнейшим сегментом рынка альтернативной энергетики. Согласно отчету Всемирного совета по ветроэнергетике (GWEC), замена ветровыми установками традиционных угольных электростанций мощностью 94 тыс. МВт уже привела к значимым позитивным результатам: это позволило на 122 млн. тонн уменьшить выбросы парниковых газов и примерно на 300 млн. т сократить дефицит угля.

На сегодняшний день доля ветряных генераторов в общем объеме производства электроэнергии пока невелика и составляет всего 1,5%. Однако благодаря налоговым скидкам на генерацию чистой энергии в отдельных странах этот показатель выше: в Дании при помощи ветра получают свыше 20% электроэнергии, в Испании - 10%. Германии - 8%.

В 2009 г. суммарные установленные мощности ветряной энергетики выросли во всем мире до 152 000 МВт.

По экспертным оценкам, технический потенциал ветровой энергии России оценивается свыше 6 000 млрд. кВтч/год. Экономический потенциал составляет примерно 31 млрд. кВтч/год. Россия - одна из самых богатых в этом отношении стран. Однако суммарная мощность всех ВЭУ России составила в 2009 г. только 17-18 МВт (столько в мире устанавливается за 6 часов) или 0,008% от электрогенерирующих мощностей РФ (220 ГВт).

Применение современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) экономически целесообразно при среднегодовой скорости ветра от 5 м/с.

На конец 2009 г. в России было около 17-18 МВт ВЭС. Внедрение новых ветроэнергетических мощностей происходит в России достаточно медленными темпами: на конец 2005 г. их было - 14 МВт, 2006 - 15,5 МВт, 2007 - 16,5 МВт. В среднем темпы прироста составляют 8% в год, это один из самых низких показателей в мире (в Китае он составляет ~ 60 %, США ~30 %, Испании ~20 %).

К настоящему моменту в России представлено около 10 крупных ветропарков, а также установлены около 1600 малых ВЭУ, мощностью от 0,1 до 30 кВт.

Объем вложений в российскую ветроэнергетику составил в период с 2002 по 2008 гг. - около 13-15 млн. долларов (для сравнения в США только в 2007 г. вложения достигли 9 млрд. долларов).

Специальные исследования по изучению ресурсов ветроэнергетики по территории Чеченской Республики не проводилось. Территория Чеченской Республики относится к району со средним уровнем ветровой энергии. Характерной особенностью ветровой обстановки является неравномерность распределения скорости ветра по территории и интенсивности в различные периоды года.

Наиболее распространенным видом местных ветров являются горно-долинные ветры, возникающие за счет контрастов температуры воздуха отдельных частей долин или котловин и склонов. Горно-долинные ветры характеризуются суточной сменой направления. Летом горно-долинная циркуляция выражена наиболее ярко и достигает максимальной мощности.

Большое разнообразие форм рельефа сказывается и на распределении повторяемости штителей. В замкнутых котловинах и под склонами гор наблюдается наибольшая повторяемость штителей - 44-58 %; в предгорных и горных районах - до 30 %.

Средняя годовая скорость ветра изменяется в довольно широких пределах - от 0,8 до 6,0 м/сек. Годовой ход скорости ветра определяется годовым ходом атмосферной циркуляции. Однако, как и в распределении направлений ветра, большое влияние на скорость оказывает орография.

Наиболее сильные ветры наблюдаются в высокогорных районах в открытых формах рельефа и там, где орографические факторы способствуют увеличению барических градиентов и приводят к сходимости воздушных потоков. Средняя годовая скорость ветра в этих районах достигает 5 - 6 м/сек, на открытых равнинах и в широких долинах - несколько ниже и составляет 3 - 4 м/сек, в предгорьях - до 3, в замкнутых котловинах и в низинных южных районах не превышает 1 - 2 м/сек.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

В годовом ходе наибольшая скорость ветра, как правило, отмечается весной или зимой при усилении циклонической деятельности, наименьшая - летом и осенью. Как показывают наблюдения, наибольшую повторяемость в большинстве районов имеет ветер скоростью 1 - 5 м/сек (70 - 90 %). Скорости ветра больше 10 м/сек. редки и их повторяемость не превышает 10 %. В долинах и котловинах наблюдается в среднем 5 - 15 дней в году с сильным ветром. В отдельных формах рельефа на большой высоте и в местах сужения долин число дней с сильным ветром достигает 20-30.

Годовая скорость ветра над территорией республики, колеблется в пределах от 1,3 м/сек. (Урус-Мартан) до 3,6 м/сек (Шелковская). В северной открытой плоскостной части республики, где воздушные массы не встречают препятствий, скорость ветра достигает максимума. На Чеченской равнине на скорость ветра влияют окраинные хребты, в горной части – сложный высокогорный рельеф.

Максимальные скорости ветра в горах приурочены к двум летним месяцам (июль, август). Направление ветров – западной ориентации.

Скорость ветра в течение суток меняется довольно резко, особенно в горной местности. Горно-долинные ветры днем могут увеличивать свою скорость в 5 раз по сравнению с ночными часами. Но и на плоскости скорость ветра днем в три раза выше ночной.

Расчеты ветрового потенциала выполнены для различных климатических зон территории: горной части, средней полосы и Затеречной равнины, с пересчетом скоростей ветра и повторяемостей с высоты флюгеров на высоту 75 метров (высота ветроэнергетической установки мощностью 500-750 кВт). Ветроэнергетический валовый потенциал по проведенным расчетам составляет 1406,0 млрд. кВтч/год технический потенциал составляет ≈14,0 млрд. кВтч/год. Использование энергии ветра является перспективным в отдельных регионах республики, где скорость ветра достаточно велика. Применение современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) экономически целесообразно при среднегодовой скорости ветра от 5 м/с.

Необходимо учитывать, также и изменения климата, что повлечет за собой и изменения ветроэнергетического потенциала. Так согласно "Материалам к стратегическому прогнозу изменений климата РФ на период до 2015 г. и их влияния на отрасли экономики", подготовленным Росгидрометом к 2015 г. на Северном Кавказе (Чеченская Республика, Республика Дагестан, Ставропольский край) ветронагрузки возрастут в 1,2 раза.

Стоимость выработки электроэнергии на ВЭУ мощность 250-750 кВт прямо зависит от среднегодовой скорости ветра и местных условий и колеблется в пределах 0,93 руб. (10 м/с) – 3,60 руб. (5 м/с) за 1 кВтч.

Использование энергии ветра может быть оправдано в определенных районах в качестве автономных или дополнительных источников энергии небольших мощностей.

**Таблица 5.1. Индикаторы Проекта строительства ветроэнергетических установок на территории Чеченской Республики**

Параметр	Годы							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Обследовательские работы, млн. руб.	10,0	5,0	5,0	-	-	-	-	-
ПИР	35,0	40,0	60,0	135,0	-	-	-	-
Количество ВЭУ		1	1	1	1	24	24	24
Строительство ВЭУ, млн. руб.	-	50,0	50,0	50,0	50,0	1200	1200	1200
Всего	45,0	90,5	65,0	185,0	50,0	1200	1200	1200
Установленная мощность МВт	-	1,5	3,0	4,5	6,0	42,0	84,0	84,0
Выработка электроэнергии млн. кВтч	-	3	6,0	9,0	12,0	84,0	156,0	228,0

Если учесть затраты на строительство и эксплуатацию энергоустановки, то ветровая электроэнергия обойдется дороже, чем любая другая традиционная электростанция. Выгоду от ее использования можно оценить только через несколько лет.

С учетом изложенных выше критериев предлагается создать ветропарк на территории Чеченской Республики, который станет локомотивом развития нетрадиционных источников в республике. Данные о скоростях ветра свидетельствуют в пользу развития ветроэнергетики на севере республики. Представляется оптимальным создание ветропарка на Терском хребте, имеющим высоты над уровнем моря 400-600 м. Согласно исследованиям по ветроэнергетике энергия ветра на таких высотах больше на 5-10%, чем энергия ветра на высотах 0-100 м. Тем не менее, для данного района необходимы ветроизмерения. Необходимо установить мачты для проведения цикла ветроизмерений на площадке будущей ВЭС.

Ветропарк, состоящий из 24 ВЭУ с установленной мощностью 1,5 мВт каждая, с общей установленной мощностью 36 мВт.

Стоимость проекта с учетом затрат на оборудование и строительства, проектных работ, исследований характеристик ветра, выбора площадки, ПИР и т.д. необходимые инвестиции составляют 1,5 млрд. руб. Годовая выработка электроэнергии - 72 тыс. кВт

Сроки реализации проекта – 2011-2030 гг.

## 5.2. Солнечная энергетика

Положение Чеченской Республики между 42° и 46° северной широты обуславливает интенсивный приток солнечной радиации. Запасы солнечной энергии, выраженные величиной радиационного баланса, в равнинных и предгорных районах составляют 50–55 ккал/см<sup>2</sup> в год. С увеличением высоты местности радиационный баланс уменьшается и на высоте 2500 м его значения не превышают 30–35 ккал/см<sup>2</sup>; в высокогорной зоне он уменьшается до отрицательных величин и в среднем на высоте более 3000 м равен -3+4 ккал/см<sup>2</sup>. На равнинной части территории Чечни радиационный баланс положительный почти в течение всего года. С увеличением высоты местности в зимние месяцы расходная часть баланса начинает превышать приходную. Большое разнообразие физико-географических условий Чечни обуславливает и большое разнообразие в распределении продолжительности солнечного сияния.

Продолжительность солнечного сияния составляет в среднем 330 дней в году, а плотность солнечного излучения доходит до 0,33 кВт/м<sup>2</sup> и более на равнинной части территории и в горных районах - 0,46кВт/м<sup>2</sup>.

Дни «без солнца» наблюдаются редко - 34 - 40 дней в долино-предгорных районах и 10 - 12 дней в высокогорьях, и лишь наибольшее их количество составляет 61 день в равнинной части территории. Наибольшее количество дней «без солнца» наблюдается в зимнее время 6 - 12 дней. С июня по сентябрь наблюдается всего 1 - 5 дней «без солнца» в десятилетие. В целом за год, облачность снижает поступление прямой радиации на 20÷25% от потенциально возможной.

Суммарная радиация определяется общим приходом прямой и рассеянной радиации на горизонтальную поверхность. Максимальной интенсивности суммарная радиация на всей территории республики достигает в мае - июле месяцах. Интенсивность суммарной радиации изменяется для предгорных районов от 280 до 300 мДж/м<sup>2</sup>. В высокогорных районах она колеблется от 360 до 400 мДж/м<sup>2</sup>.

Валовый потенциал солнечной энергии для территории Чеченской Республики оценивается как 1,365 кВт·час/(м<sup>2</sup>·год). В настоящее время эффективность преобразования энергии кремниевых фотоэлектрических источников серийно выпускаемых промышленностью составляет 12-17%.

Технический потенциал по получению электрической энергии (с учетом площади занимаемой преобразователями 0,01% от всей площади территории и КПД установок 15%) составляет - 3,03 млрд. кВт·час/год и, как показывают расчеты, 1 м<sup>2</sup> гелиоколлектора позволяет сэкономить 0,15-0,2 тонн ископаемого топлива в год.

Можно сказать, что при нынешнем уровне развития технологий и отсутствии государственной поддержки, экономически обоснованно устанавливать солнечные станции только в тех регионах, где технические средства не позволяют это сделать с помощью других энергоустановок.

### 5.3. Использование детандер-генераторных агрегатов (ДГА)

С точки зрения энергосбережения при выработке электроэнергии на сегодня весьма перспективна не только утилизация тепла отходящих газов от газотурбинных двигателей, но и утилизация энергии избыточного давления природного газа, подводимого по газопроводам к ГРЭС (газораспределительная станция) или ГРП (газораспределительный пункт) крупных предприятий, компрессорных станций, ТЭЦ.

Развитие технологий малой энергетики и создание собственных автономных энергетических систем на базе высокоэффективных турбодетандерных установок, мощностью от 0,5 до 10 мВт, в населенных пунктах и различных промышленных объектах является экономически обоснованным и перспективным.

Нижегородским филиалом ОАО «Институт Теплоэлектропроект» проведена работа по оценке экономической эффективности детандер-генераторной установки типа ДГА-5000 до газораспределительного пункта (ГРП) ТЭС. При номинальном давлении природного газа до ГРП на уровне 12 кгс/см<sup>2</sup> при расчетах были приняты фактические значения давления газа от 4 до 8 кгс/см<sup>2</sup>. По расчетам специалистов Нижегородского филиала ОАО «Теплоэлектропроект» при номинальном давлении газа 12 кгс/см<sup>2</sup>, экономия составит 14000-18000 т. у. т. в год, срок окупаемости установки – 3,5-4,5 лет.

Поставками и распределением газа на территории Чеченской Республики занимается ОАО «Чеченгазпром». Протяженность магистральных газопроводов высокого давления настоящее время составляет 698 км. За период с 2000 по 2008 год восстановлено и вновь построено более тридцати газорегулирующих станций (ГРС).

Потребление в 2009 году составило 3,1 млрд. м<sup>3</sup> газа. В таблице 5.2 приведены данные по ресурсам (располагаемой мощности) на ГРС Чеченской Республики имеющим значительный потенциал сжатого газа.

Ресурсный потенциал сжатого газа определяется следующими параметрами: давлением газа на входе и выходе; кпд турбодетандера и генератора; расходом газа и термодинамическими характеристиками газа.

Общий потенциал располагаемой мощности газа только на ГРС Чеченской Республики оценивается величиной 27,2 мВт. Выработка электроэнергии оценивается величиной 220-250 млн. кВт. ч в год и во многом будет зависеть от режима и конструктивных особенностей используемых схем эксплуатации.

Специалистами ЗАО «Ионообменные технологии» выполнен анализ возможностей внедрения энергосберегающего комплекса на базе детандер – генераторного агрегата ЭТДА - отечественного производства. Проведенные обследования определили, что ДГА могут быть эффективно использованы в первую очередь на 11 ГРС Чеченской Республики.

Внедрение детандер-генераторных технологий на 5 ГРС в 2011-2015 гг. позволит использовать безвозвратно теряющуюся энергию сжатого газа, с установленной суммарной мощностью в 11,3 МВт и выработкой электроэнергии до 100 млн. кВт. ч. в год.

Ориентировочная стоимость проекта - 500 млн. руб.

Первый проект предполагается реализовать в 2011-2012 гг. на ГРС-1, с установленной мощностью в 1,5 МВт и выработкой электроэнергии до 13,1 млн. кВт. ч. в год. Ориентировочная стоимость проекта 62,1 млн. руб.

Поскольку детандерные установки являются источниками чистой энергии, расчет экологического результата от их внедрения, выраженный в Единицах Сокращения Выброса (ЕСВ) Парниковых Газов (ПГ) и измеряемый в условных тоннах CO<sub>2</sub> эквивалента, при эксплуатации детандерных установок с выработкой электроэнергии 13,1 млн. кВтч в год образуется ЕСВ в размере около 4,45 тысяч условных тонн CO<sub>2</sub>. По предварительной оценке при 27,2 МВт, располагаемой мощности, с учетом КПД установок, 173,4 тыс. усл. т. CO<sub>2</sub>.

Реализация ЕСВ, получаемых в ходе осуществления Проекта использования ДГА, может быть начата непосредственно после начала его осуществления и первые платежи могут быть получены еще до начала эксплуатации детандеров.

Таблица 5.2. Ресурсы (располагаемой мощности) на ГРС Чеченской Республики

Тип, название, Местоположение	P <sub>2</sub> , МПа	Q <sub>г</sub> , тыс.м <sup>3</sup>	Q <sub>г</sub> , млн. м <sup>3</sup>	Располагаемая мощность, МВт
ГРС - 1 Грозный	0,6	286,74	149,9	6,8
ГРС - 2 Грозный	0,6	118,28	332,9	2,8
ГРС - Мескер-юрт	1,2	27,73	177,20	0,9
ГРС - Ойсхара	1,2	39,3	50,3	0,9
ГРС- Гудермес	1,2	61,31	58,5	1,4
ГРС - Гиляны	1,2	14,96	29,7	0,3
ГРС- Червленая	1,2	10,13	18,3	0,5
ГРС- Аргун	1,2	30,63	105,2	0,7
ГРС - Гиляны	1,2	14,96	29,7	0,4
ГРС - Беной	0,6	10,63	2,6	0,2
ГРС - Сержень-Юрт	0,6	65,38	129,8	1,5
ГРС - Брагуны	0,4	5,43	11,7	0,1
ГРС - Петропавловское	0,6	30,53	105,2	0,8
ГРС – Гойт-Корт	0,6	46,93	80,5	1,2
ГРС – Гойты	0,6	46,1	223,7	1,2
ГРС-ВРУ - Фрунзенское	0,6	47,24	242,1	1,2
ГРС - Ищерская	0,6	98,68	29,7	2,4
ГРС - Знаменская	0,6	46,41	87,5	1,2
ГРС - Братская	0,6	5,87	10,3	0,1
ГРС - Калаус	0,6	5,63	9,9	0,1
ГРС - Горская	0,6	7,15	14,0	0,2
ГРС - Хаян-Корт	0,5	8,55	16,8	0,2
ГРС - Самашки	0,6	79,42	20,7	1,9
<b>Всего</b>				<b>27,2</b>

Таблица 5.3. Показатели внедрения детандер-генераторных агрегатов на газовых сетях Чеченской республики

Годы	2011	2012	2013	2014	2015
Объемы инвестиций, млн. руб.	62,5	121,0	121,0	121,0	74,5
Установленная мощность, МВт	1,5	11,3	25,0	25,0	25,0
Выработка электроэнергии, Млн. кВтч	-	100,0	100,0	255,0	255,0

#### 5.4. Бионергетика

Вопросы использования твердых бытовых отходов (ТБО) в бионергетике в Чеченской Республики ранее не поднимались, однако из мирового опыта известно, что уровень рентабельности производства биогаза значительно повышается при утилизации отходов городов с населением свыше 100 тысяч человек и подготовка производства ведется заранее на стадии

заполнения полигонов ТБО. Такое производство в Чеченской Республике может быть развернуто в крупных населенных пунктах; г.г. Грозный, Гудермес, Аргун, Шали, Урус-Мартан и др.

Предварительная оценка утилизации биогаза на полигоне ТБО г. Грозного приведена ниже.

#### 5.4.1. ТЭО сбора и утилизации биогаза ТБО в г. Грозном

Технические параметры:

- Объем сбора биогаза – 13-15,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (5,0 млн. м<sup>3</sup>/год)
- Снижение эмиссий ПГ: около 40 тыс. т CO<sub>2</sub>-экв./год
- Расчетная мощность двигатель-генератора, который может быть установлен для производства электроэнергии на биогазе – 1 000 кВт
- Тариф продажи электроэнергии – 1,74 руб. /кВт. ч
- Ставка дисконтирования – 10%
- Стоимость ЕСВ – 8 евро/т CO<sub>2</sub>-экв.

Стоимость сооружения системы сбора и утилизации биогаза в развитых странах обычно находится в диапазоне \$ 1550–2250 на 1 кВт установленной электрической мощности. В соответствии с Киотским протоколом, в результате сбора и утилизации биогаза можно реализовать так называемые «углеродные кредиты» или «единицы снижения выбросов» в рамках проектов совместного осуществления. В результате можно получить дополнительные инвестиции ориентировочно в размере \$0,02/кВт-ч (0,62 руб. кВт ч). Эта возможность существенно повышает привлекательность утилизации биогаза даже на тех полигонах, которые ранее считались бесперспективными.

Средний срок окупаемости проекта по утилизации свалочного газа для производства электроэнергии без учета продажи ЕСВ составляет 7-8 лет, а с учетом продажи ЕСВ – менее 3-х лет.

Для утилизации бытовых отходов с выработкой биогаза на существующих свалках крупных городов и населенных пунктов Чеченской Республики необходимо провести исследовательские работы по оценке потенциалов бытовых отходов, определения направления утилизации и выработки технико-экономического обоснования по реализации технических решений. Для решения этих задач выделить в 2011 году на исследовательские работы 10,0 млн. рублей.

Таблица 5.4. Основные технико-экономические показатели проекта утилизации ТБО в г. Грозном

Показатели	Сжигание на факеле	Производство электроэнергии
Полная стоимость проекта с учетом 5% непредвиденных затрат	18,58	56,67
Годовые эксплуатационные затраты	1,2	3,5
Выработка электроэнергии, тыс. кВт ч.		7500,0
Срок окупаемости, лет	2,4	2,6

\* с учетом продажи ЕСВ

В 2012 г. предполагается внедрение технологии утилизации ТБО в г. Грозном, с выработкой электроэнергии до 7,5 млн. Втч в год. Объем инвестиций составляет 56,67 млн. руб.

#### 5.4.2. Использование биогаза в сельском хозяйстве

Биологическая конверсия биомассы в топливо и энергию развивается по двум основным направлениям:

- ферментация с получением этанола, низших жирных кислот, углеводов, липидов – это направление давно и успешно используется на практике;
- получение биогаза. В настоящее время получение биогаза связано, прежде всего, с переработкой и утилизацией отходов животноводства, птицеводства, растениеводства, пищевой, спиртовой промышленности, коммунально-бытовых стоков и осадков.

В соответствии с Пересмотренными «Руководящими принципами национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК, 1996: Рабочая книга» эмиссия метана ( $\text{CH}_4$ ) от навоза крупного рогатого скота (КРС) на одну голову составляет – 6 кг/год, овцы – 0,1 кг/год, лошади – 1,09 кг/год, птицы – 0,012 кг/год.

В основе биогазовых технологий лежат сложные природные процессы биологического разложения органических веществ в анаэробных (без доступа воздуха) условиях под воздействием особой группы анаэробных бактерий. Эти процессы сопровождаются минерализацией азотсодержащих, фосфорсодержащих и калийсодержащих органических соединений с получением минеральных форм азота, фосфора и калия, наиболее доступных для растений, с полным уничтожением патогенной (болезнетворной) микрофлоры, яиц гельминтов, семян сорняков, специфических фекальных запахов, нитратов и нитритов.

По данным Всероссийского научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ) наибольший выход метана с 1 кг абсолютно сухого навоза достигается при термофильном сбраживании:

от навоза КРС - 250 л/кг;

от помета птицы - 675 л/кг.

Энергоемкость получаемого газа – 23 мДж/м<sup>3</sup>, или 5500 ккал/м<sup>3</sup>. Из этого количества примерно 30% тратится на поддержание заданного температурного режима работы метантенка, остальное составляет товарный биогаз, который можно использовать на нужды хозяйства.

Биогазовая технология переработки и обеззараживания отходов животноводства, себя окупает не только газом и производимым экологически чистым удобрением. Эта технология обеспечивает экологическое благополучие: иначе пришлось бы строить и навозохранилища, очистные сооружения, тратить большие деньги и очень много энергии.

Биогазовые технологии решают ряд социально-экономических и природоохранных задач: экономию и комплексность использования топливно-энергетических и других природных ресурсов (земельных и водных); создание новых интенсивных технологий производства сельскохозяйственной продукции вне зависимости от погодно-климатических условий; снижение негативного воздействия теплового загрязнения на окружающую среду.

По имеющимся количественным данным Министерства сельского хозяйства, в Чеченской Республике ежегодно образуется несколько сот тысяч тонн навоза крупного рогатого скота и помета птицы, которые скапливаются и хранятся в открытых лагунах и навозохранилищах. Срок выдержки навоза в лагуне по Нормам технологического проектирования – не менее 6 месяцев. Фермы КРС (400 голов), дающие до 15 тыс. м<sup>3</sup> жидких навозных стоков, должны иметь для хранения и утилизации этих стоков не менее 3 лагун ёмкостью 12 тыс. м<sup>3</sup>, заполняемых поочередно, с общим зеркалом 2 тыс. м<sup>2</sup>. После 6 месяцев хранения стоков возникает необходимость её опорожнения. Затраты только на вывозку переработанных стоков из лагун и зарывание их в землю составят более 1 млн. руб. ежегодно. Сюда же следует добавить налоги за размещение и хранение опасных отходов, плюс штрафы за загрязнение среды. Руководствуясь требованиями регламента ЕС 1774/2002, отходы животноводства необходимо обрабатывать при повышенной температуре, поскольку термическая обработка исключает риск распространения патогенных микроорганизмов и одновременно повышает эффективность последующего сбраживания.

С 2011 г. в Чеченской Республике планируется начало строительства установок по переработке отходов и выработке биогаза. Наиболее перспективным представляется строительство подобных установок на крупнейших птицефабриках республики: ГУП «Птицефабрика Ачхой-Мартановская», ГУП «Птицефабрика Северо-Кавказская», ГУП «Птицефабрика Староюртовская» с переработкой 120 тн/сутки. Развитие молочно-товарного животноводства в Чеченской Республике находится в стадии восстановления. Планируется строительство установок по переработке отходов животноводства на базе производств ГУП «Госхоз Шалинский», ГУП «Госхоз Иласханюртовский», ГУП «Госхоз Загорский» с общей мощностью переработки 36 тн/сутки. Общие затраты на переработку отходов в 2011 г. – 117,7 млн. рублей.

Значительное количество (более 80%) КРС в Чеченской Республике содержится в частном секторе и фермерских хозяйствах. Подсчеты показывают, что в сельских местах производство биогаза может считаться рентабельным при наличии 20 коров или 3500 кур.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Для примера биогазовый модуль "БИОЭН-1", выпускаемый в Москве, вырабатывает до 40 кубометров газа в сутки, до 230 кВт. ч/сутки тепловой энергии, до 80 кВтч/сутки электроэнергии. Модуль может собираться в батареи из 2-х 3-х и 4-х комплектов для обработки отходов: а) от 50, 70, 100 голов крупного рогатого скота; б) от 5000, 7500 и 10000 голов птицы. Модуль работает в Московской области, Украине, Казахстане.

В целях стимулирования широкого использования биогазовых технологий необходимо разработать механизм их реализации на республиканском уровне. Разработать и принять в Чеченской Республике Программу использования биогаза в сельском хозяйстве. Создать методы финансовой поддержки для предпринимательских проектов для внедрения биогазовых технологий.

Таблица 5.5. Показатели переработки отходов животноводства и птицеводства

Индикаторы	Ед. изм.	Прогноз по годам						
		2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Переработка отходов КРС	тыс. тн	3/ 6570,0	3/ 13140	4/ 15530	4/ 17520	5/ 19710	5/ 21900	5/ 21900
Переработка отходов птицеводства	тыс. тн	3/ 21900	3/ 43800	4/ 51100	4/ 58400	5/ 657000	5/ 73000	5/ 73000
Выработка электроэнергии	тыс. кВт.ч	2134,2	4268,4	4979,8	5691,2	6402,6	7114,0	7114,0
Выработка тепла	тыс. Гкал	1,245	2,349	2,740	3/32	3,594	3,915	3,915
Производство минеральных удобрений	тыс. тн	9,12	54,75	62,65	73,00	63,87	91,25	91,25
Объемы финансирования:	млн. руб.	117,7	39,9	39,9	-	39,9	-	-

- 3/ - числитель кол-во производств



## 6. ПОДПРОГРАММА «КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД»

На территории СКФО расположено более 70 процентов запасов геотермальных вод Российской Федерации. По разведанным запасам геотермальных вод Чеченская Республика среди федеральных округов и субъектов Российской Федерации занимает третье место, уступая только Дагестану и Камчатской области.

На территории Чечни имеются самые благоприятные условия для создания геотермальных циркуляционных систем (ГЦС), что подтверждается длительной эксплуатацией первой в СССР ГЦС созданной в Ханкальской долине в 1985 г.

Разведанные выводимые запасы геотермальных вод 14 месторождений Чеченской Республики составляют 64,68 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. В настоящее время только по двум месторождениям имеются утвержденные в ГКЗ запасы в объеме 16,25 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (Ханкальское - 15,1 тыс. м<sup>3</sup>/сутки и Гойтинское - 1,150 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), что составляет - 25,1 % от разведанных запасов. На территории Чеченской Республики существует 14 термоводозаборов, суммарные разведанные запасы, по которым составляют 64680 м<sup>3</sup>/сутки в режиме самоизлива. По двум термоводозабора (Ханкальский, Гойтинский) утверждены запасы по промышленным категориям в количестве 10650 м<sup>3</sup>/сутки.

На разведанных месторождениях эксплуатационные запасы геотермальных вод не могут обеспечить все возрастающую потребность в тепле. Например, заявленная потребность в термальной воде только по г. Грозному на 1985 г. составляла 78 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Поэтому для удовлетворения нужд республики в термальной воде требуется увеличение сырьевой базы за счет строительства новых термоводозаборов и расширения старых.

Исходя из величин заявленной потребности и благоприятных гидрогеологических условий проектировались оптимальные термоводозаборы и определялись прогнозные эксплуатационные запасы.

В данное время основным потребителем термальной воды является коммунальное хозяйство - 12,8 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (48 %) и сельское хозяйство - 11,4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (43 %). Незначительное количество термальной воды расходуется на бальнеологию и розлив минеральной воды.

Термальная вода, используемая в промышленности, идет на обогрев административных и производственных зданий.

На ряде участков (Гудермесское, Шелковское) скважины не подключены к потребителям и простаивают, на других используются лишь частично из-за малой мощности потребителей. По сравнению с 1976 годом количество термоводозаборов увеличилось с 8 до 14, а разведанные запасы увеличились на 13,3 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, т. е. на 48 %. Общее число скважин увеличилось на 30 % (с 30 до 39 скважин), специально пробуренных - на 21 % (с 19 до 23 скважин), других - на 45 % (с 11 до 16 скважин). Годовая добыча увеличилась на 2,6 млн. м<sup>3</sup> (увеличение произошло на 70 %).

Сведения об эксплуатационных и прогнозных ресурсах геотермальных вод Чеченской Республики приведены в табл. 6.1.

Таким образом, имеющиеся запасы геотермальных вод представляют реальный промышленный интерес для воссоздания геотермального комплекса Чеченской Республики. Имеющиеся геотермальные ресурсы и наличие неудовлетворенного спроса на тепло и горячую воду (отопление, горячее водоснабжение, теплоснабжение теплиц, рыбозаводов и пр.) гарантируют геотермальной подотрасли полный сбыт всей производимой теплопродукции и высокую эффективность хозяйственной деятельности.

Наиболее эффективным является Ханкальское месторождение, расположенное в 8-10 км юго-восточнее г. Грозного.

В семидесятые годы институтом "ВНИПИгаздобыча" проведена детальная разведка месторождения, подсчитаны фильтрационные параметры пластов, оценены и утверждены в ГКЗ СССР эксплуатационные запасы термальных вод.

Систематические отборы термальной воды начаты в 1974 году. Всего на Ханкальском водозаборе имелось 12 действующих эксплуатационных скважин, из которых одна (13-Т) длительное время находится в консервации. На территории г. Грозного и его пригородов расположены, помимо Ханкальского месторождения Старопромысловское, Старосунженское и Гойтинское. Кроме того, на территории республики есть еще ряд термальных водозаборов, на балансе которых состоят эксплуатационные запасы термальных вод.

Таблица 6.1. Прогнозные ресурсы геотермальных вод Чеченской Республики

п/п	Наименование месторождений	Скв.	в том числе				Дебит закачки, м <sup>3</sup> /сутки	Расчетное давление закачки, МПа	Возможная добыча, м <sup>3</sup> /сутки
			существующие		новые				
			добычные	нагнетат.	добычные	нагнетат.			
1	Ханкала XXII XXII (поднадвиг) IV- VII пласты XIII пласт XXII пласт	50	20	14	8	8	2000	3,0	44000
							3000	1,70	9000
							1650	3,50	3200
							1450	3,40	2800
							2000	1,66	4000
						1500	1,43	15000	
						2500	3,53	10000	
2	Гойгинское XIII пласт XXII пласт	22	1	-	10	11	1400	3,02	15400
							1800	3,19	19800
3	Новошедринское	8	1	-	3	4	1800	0,92	7200
4	Дубовское	8	1	-	3	4	1800	1,12	7200
5	Каргалинское	8	4	-	-	4	2000	2,77	8000
6	Шелковское	8	2	-	3	3	1800	0,88	7200
7	Червленый	8	4	-	-	4	1800	1,36	7200
8	Герменчукское	4	1	-	1	2	1600	2,0	3200
9	Гудермесское	2	1	-	-	1	1500	1,5	1500
10	Гунюшки*	1	1	-	-	-	-	-	1200
11	Комсомольское*	1	1	-	-	-	-	-	1200
12	Новогрозненское*	4	4	-	-	-	-	-	4000
13	Петропавловское*	1	1	-	-	-	-	-	1200
14	Центрально-Бурунное*	1	1	-	-	-	-	-	1060
									148

\* Ввиду отсутствия исходных данных прогнозные ресурсы по месторождениям 11-17 приняты равными на уровне разведанных

Потенциал роста геотермального производства по перспективным регионам России в сопоставлении с объемами газопотребления приведен в табл. 6.2. Производство и потребление газа, приведено по данным Росстата за 2009 г. Соответствующий потенциал теплопроизводства рассчитан исходя из круглогодичного использования ресурсов при среднемаксимальной величине сработки температурного потенциала до 30 °С.

Современный объем замещения природного газа геотермальным теплом по Югу России весьма незначителен и составляет около 0,16 % от общего объема газопотребления. Однако, уже при переходе к разведанным запасам геотермальных вод, возможный объем замещения природного газа в целом по региону возрастает более чем в двадцать раз и достигает 3,1 %. При этом по Чеченской Республике соответствующий показатель повышается до 10,3 %. Очевидно, что на этом переходе не потребуются больших затрат на новое бурение.

При следующем переходе - к освоению прогнозных ресурсов теплоэнергетических вод, оцененным на режиме с поддержанием пластового давления, возможный объем замещения природного газа геотермальным теплом возрастает до 10 и более % к уровню газопотребления в регионе за 2009 г.

#### 6.1. Основные технические решения и рекомендации по использованию геотермальных вод Ханкальского месторождения

На территории г. Грозного и его пригородах разведаны 4 геотермальных термоводозабора: Гунюшки, Петропавловский, Гойтинский и Ханкальский. Объектами разработки являются I-XII и XIII пласты карагана и XXII пласт чокрака. По промышленным категориям А+В+С<sub>1</sub> суммарные запасы месторождений составляют 36,65 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, а утвержденные в ГКЗ – 10,65 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

Следовательно, при совместной эксплуатации указанных пластов прогнозные ресурсы удваиваются и могут составить 24 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, а с учетом запасов XXII пласта (Гойты, Ханкала) запасы геотермальных вод Грозненского района составят 44 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, что является хорошим подспорьем для обеспечения растущих потребностей г. Грозного и его пригородов в тепловой энергии.

**Таблица 6.2. Потенциальные значения производства геотермальной энергии и объемов газозамещения по разведанным месторождениям Чеченской Республики**

	Газ горючий природный, млн. м <sup>3</sup> /год		Запасы, прогнозы термальных вод		Потенциал теплопроизводства		Современный и возможный объем газозамещения	
	Производство	Потребление	Категории: ИЗ* РЗ** ПР***	Величина тыс.м <sup>3</sup> /сут. тыс.т/сут.	тыс. Гкал/год	тыс. т/год	млн. м <sup>3</sup> /год	% (от потребления газа за 2009г.)
Чеченская Республика	-	77,2	ИР	-	-	-	-	-
			РЗ	64,68	1370	246,60	205,50	266,19
			ПР	192,11	4070	732,60	610,50	790,80
Итого по Югу России:		24 388,9	ИР	21,52	262,574	47,26	39,39	0,16
			РЗ	229,131	5012,2	902,20	751,83	3,08
			ПР	797,18	16672,4	3001,03	2500,86	10,25

\* Используемые ресурсы; \*\* Разведанные запасы; \*\*\* Прогнозные ресурсы

**6.2. Качество геотермальных вод и возможные схемы их использования**

Как показывают результаты полных химических анализов, описываемые воды, несмотря на низкую минерализацию, относительно высокие дебиты скважин и температуры на устье не могут подаваться в системы горячего водоснабжения непосредственно. Предельно-допустимые концентрации фенолов в водоемах установлены на уровне 0,001 мг/л, в воздухе - 5 мг/м<sup>3</sup>, а в водах Ханкальского месторождения они присутствуют в количествах, превышающих эти уровни в сотни раз. Поэтому для предупреждения отравлений населения соединениями фенола использование этих вод, возможно, рекомендовать только по схеме с промежуточным теплообменником.

**6.3. Оценка экологической эффективности**

Расчеты показывают, что создание системы геотермального теплоснабжения территории г. Грозного на базе разведанных ресурсов месторождений Гойтинское, Гунюшки, Петропавловское и Ханкальское позволит обеспечить ежегодную экономию органического топлива в 150 тыс. тонн условного топлива и сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу в объеме 250 тыс. тонн.

В Чеченской Республике сегодня реально имеются два месторождения, которые могут быть использованы для целей выработки электроэнергии по бинарному циклу – Ханкальское и Новоцедринское.

Ханкальское месторождение. Расчеты показывают, что даже при самых благоприятных условиях, если использовать на производство электроэнергии все добываемые на месторождении геотермальные воды (31000 м<sup>3</sup>/сутки), мощность ГеоТЭС на Ханкальской площади составит 5,7 МВт с годовой выработкой 48 млн. кВтч. За вычетом расхода электроэнергии на собственные нужды (обратная закачка) полезный отпуск энергии составит 36 млн. кВтч/год.

Новоцедринское месторождение. Разведанные запасы месторождения сегодня составляют 1420 м<sup>3</sup>/сутки, температура воды на устье 100 °С. Ожидаемая максимальная мощность ГеоТЭС 0,312 МВт, возможная годовая выработка электроэнергии 3,0 млн. кВтч. За вычетом расхода на

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

собственные нужды (обратная закачка) полезный отпуск электроэнергии составит 2,25 млн. кВтч/год.

Наиболее эффективным является Ханкальское месторождение, которое предлагается в качестве первоочередного объекта реализации 1-го этапа Подпрограммы (2011-2015 гг.).

На втором этапе (2016-2030 гг.) предполагается ввод в эксплуатацию тринадцати геотермальных месторождений: Комсомольское, Гудермесское, Герменчукское, Новогрозненское, Центрально-Бурунное, Гунюшки, Петропавловское, Каргалинское, Червленское, Гойтинское, Дубовское, Новошедринское, Щелковское.

### 6.4. Ресурсное обеспечение целевой подпрограммы

Общий объем финансирования мероприятий Подпрограммы в течение 2011-2030 годов составляет 4749 млн. рублей, в т. ч. 1424,7 млн. руб. - за счет средств федерального и регионального бюджета и 3324,3 млн. руб. - за счет собственных средств учредителей проекта. Финансирование мероприятий Подпрограммы из федерального бюджета предусмотрено Указом Президента России от 4.06.2008 г. № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики".

Средства федерального и республиканского бюджетов будут направлены на создание объектов инженерной инфраструктуры. После принятия федеральных нормативно-правовых актов в сфере использования возобновляемых источников энергии может быть рассмотрен вопрос о компенсации расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии с использованием геотермальных вод.

Подпрограммой предусматривается оказание поддержки предприятиям и организациям, реализующим геотермальные проекты в Чеченской Республике. Поддержка может осуществляться в виде субсидий на возмещение части затрат по эксплуатационным расходам и на уплату части процентной ставки по кредитам, полученным в кредитных организациях, для реализации проектов в области геотермальной электроэнергетики.

В состав капитальных вложений учтены затраты на предпроектные и проектные работы в сумме 328,0 млн. руб.

### 6.5. Оценка эффективности реализации подпрограммы

Реализация мероприятий Подпрограммы позволит:

- воссоздать геотермальную подотрасль в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики;
- увеличить производство теплотенергии за расчетный период (2012-2030 гг.) на 18763 тыс. Гкал;
- получить дополнительный доход участниками проекта – 6650 млн. руб., с учетом дисконта -1382 млн. руб.;
- получить бюджетный эффект за счет налогов в консолидированный бюджет за расчетный период – 4430,4 млн. руб., с учетом дисконта -1413 млн. руб.;
- снизить зависимость Республики от поставок природного газа в объеме не менее 163 млн. куб. м/год;
- уменьшить затраты республиканского бюджета на 10 процентов - на дотации по оплате за природный газ;
- снизить энергетическую зависимость республики;
- создать в республике 6 000 новых рабочих мест (с учетом сопутствующей инфраструктуры);
- повысить общий КПД системы теплоснабжения и оборудования;
- обеспечить ежегодное сокращение выбросов парниковых газов на 300 тыс.т и улучшить экологическую обстановку в республике;
- обеспечить разработку инновационных технологий эффективного использования потенциала геотермальных вод;
- срок окупаемости мероприятий – 7,9 года.

Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

**Таблица 6.3. Индикативные технические показатели освоения ресурсов геотермальных месторождений Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и на перспективу до 2030 г.**

Наименование показателей	Итого (2011-2030)	в том числе		I-й этап					2-й этап														
		2011-2015	2016-2030	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Запасы геотермальных вод, м <sup>3</sup> /сутки	129360	31000	98360	31000					129360														
- разведанные, м <sup>3</sup> /сутки	64680	31000	33680	31000					64680														
- прогнозные, м <sup>3</sup> /сутки	64680	-	64680	-					64680														
2. Ввод скважин в эксплуатацию, шт.:	148	34	114			16	9	9	4	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
- существующие	58	34	24			16	9	9	3	4	5	6	6										
- новые	90	-	90						1	2	3	2	2	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
3. Фонд эксплуатационных скважин:	148	34	148			16	25	34	38	44	52	60	68	76	84	92	100	108	116	124	132	140	148
- добычные	74	20	74			10	15	20	19	22	26	30	34	36	42	46	50	54	58	62	66	70	74
- нагнетательные	74	14	74			6	10	14	19	22	26	30	34	36	42	46	50	54	58	62	66	70	74
4. Добыча геотерм. воды, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	129	31	129			15,5	23,2	31	35,57	41,4	47,67	56,08	64,68	71,1	77,6	84,1	90,5	97	103,5	109,9	116,4	122,9	129,4
5. Число дней использования, сутки	250	159	250			159	159	159	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250
6. Добыча геотермальной воды, тыс. м <sup>3</sup>	288786	11083	277703			2465	3689	4929	6403	7653	9057	10936	12936	14576	16296	18082	19910	21825	23805	25827	27936	30111	32350
7. Теплопродукция, тыс. Гкал	18763	720	18043			160	240	320	416	497	588	710	840	947	1059	1175	1294	1418	1547	1678	1815	1957	2102
8. Объем замещения топлива, тыс. туг	3748	144	3604		-	32	48	64	83	99	117	142	168	189	211	235	258	283	309	335	363	391	420
9. Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. т	6077	233	5844		-	51	77	103	134	161	190	230	272	307	343	380	419	459	501	543	588	634	681
10. Стоимость выбросов*, млн. руб.	2829	108	2721		-	24	36	48	62	75	88	107	127	143	160	177	195	214	233	253	274	295	317

Примечание. Уровень сработки температурного потенциала геотермальных вод принят 65 °С на весь период реализации Программы; \*  
Дополнительный фактор эффективности

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

**Таблица 6.4. Индикативные экономические показатели освоения ресурсов геотермальных месторождений на период 2011-2030 гг.**

Наименование показателей	Итого (2011- 2030)	в том числе		1-й этап					2-й этап														
		2011- 2015	2016- 2030	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Теплопродукция, тыс. Гкал	18763	720	18043			160	240	320	416	497	588	710	840	947	1059	1175	1294	1418	1547	1678	1815	1957	2102
2. Тариф на теплоэнергию, руб./Гкал	527,9				350	385	423,5	465,9	512,5	563,8	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2
3. Выручка (с НДС), млн. руб.	13488	369	13119			72,7	119,9	176,0	251,6	330,6	430,3	519,6	614,7	693,0	775,0	859,9	947,0	1037,7	1132,2	1228,0	1328,3	1432,2	1538,3
4. Амортизационная стоимость ОФ, млн. руб.	3088	-	3088																				3088,2
<b>Итого: приток капитала (пп.3-4)</b>	16576	369	16207			72,7	119,9	176,0	251,6	330,6	430,3	519,6	614,7	693,0	775,0	859,9	947,0	1037,7	1132,2	1228,0	1328,3	1432,2	4626,6
5. Инвестиции, млн. руб.	4749	386	4363		146,6	75,1	75,7	88,3	147,7	207,2	176,6	177,1	363,5	363,9	364,3	364,7	365,2	365,7	366,1	366,6	367,2	367,7	0,0
- ремонтно-восстановительные работы	630	336	294		146,6	73,3	73,9	42,0	56,0	70,0	84,0	84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- новое бурение	4050	45	4005					45,0	90,0	135,0	90,0	90,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	0,0
- оборотный капитал	69	5	64			1,8	1,8	1,3	1,7	2,2	2,6	3,1	3,5	3,9	4,3	4,7	5,2	5,7	6,1	6,6	7,2	7,7	0,0
6. Эксплуатационные издержки, млн. руб.	811	24	787			5,4	8,0	10,7	15,1	19,8	25,8	31,2	36,9	41,6	46,5	51,6	56,8	62,3	67,9	73,7	79,7	85,9	92,3
7. Налоговые отчисления, млн. руб.	4365	87	4278			15,0	24,7	47,4	78,6	99,6	128,4	166,2	201,5	205,2	237,1	270,0	303,5	338,3	374,3	410,8	448,7	487,9	527,8
<b>Итого: отток капитала (пп.5-7)</b>	9925	497	9428		146	95,5	108,4	146,4	241,4	326,6	330,8	374,5	601,9	610,6	647,9	686,3	725,5	766,2	808,4	851,1	895,6	941,5	620,1
<b>Эффективность проекта:</b>																							
8. Чистый доход (ЧД), млн. руб.	6650				-146	-22,8	11,5	29,6	10,2	4,1	99,5	145,1	12,8	82,4	127,1	173,6	221,4	271,5	323,8	376,9	432,7	490,7	4006,5
9. Дисконтированный ЧД, млн. руб.	1392				-146	-20,7	9,5	22,2	7,0	2,5	56,2	74,5	6,0	34,9	49,0	60,8	70,5	78,6	85,3	90,2	94,2	97,1	720,6
10. Дисконт. индекс доходности, отн. ед.	9,3																						
11. Внутренняя норма доходности, %	31,1																						
12. Поступления в бюджет, млн. руб.	4430,4	89,6	4340,8			15,6	25,5	48,5	80,1	101,3	130,5	168,7	204,5	208,5	240,8	274,1	308,0	343,2	379,7	416,6	455,0	494,7	535,1
- налоги в составе себестоимости (ДПИ)	628,8	17,3	611,5			3,4	5,6	8,2	11,7	15,4	20,1	24,2	28,7	32,3	36,1	40,1	44,1	48,4	52,8	57,2	61,9	66,8	71,7
- налог на имущество	559,8	11,6	548,2			2,7	3,9	5,0	7,4	9,9	13,3	16,1	18,8	24,8	30,6	36,2	41,5	46,7	51,6	56,3	60,8	65,1	69,3
- налог на прибыль	1833,2	46,9	1786,3			8,9	15,2	22,8	34,4	46,1	60,7	73,2	86,9	97,3	107,1	117,5	128,3	139,9	152,2	164,8	178,3	192,5	207,1
- НДС с учетом возмещения	1343,4	11,3	1332,1			0,0	0,0	11,3	25,1	28,2	34,4	52,7	67,2	50,8	63,3	76,3	89,5	103,4	117,8	132,4	147,7	163,6	179,7
- подоходный налог	65,2	2,5	62,7			0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0	2,5	2,9	3,3	3,7	4,1	4,5	4,9	5,4	5,8	6,3	6,8	7,3
13. Диск. бюджетный эффект, млн. руб.	1413	72	1341			14,2	21,1	36,4	54,7	62,9	73,7	86,6	95,4	88,4	92,8	96,1	98,1	99,4	100,0	99,7	99,0	97,9	96,2
14. Количество рабочих мест, ед.	210	36	210			16	33	36	42	50	59	71	84	95	106	118	129	142	155	168	182	196	210

## **7. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

Стратегическими целями развития энергетики Чеченской Республики являются:

- надежное снабжение всех потребителей Чеченской Республики электрической и тепловой энергией;
- обеспечение полноценного функционирования энергосистемы во взаимодействии с единой энергосистемой Российской Федерации в рыночных условиях;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития энергетической отрасли на базе новых современных технологий;
- снижение уровня негативного воздействия на окружающую среду.

Для реализации этих целей первостепенное значение имеет создание новых генерирующих мощностей и соответствующая модернизация основных средств энергосистемы.

Модернизация энергосистемы должна основываться на следующих принципах:

2. Приоритетный ввод объектов, обеспечивающих экологически чистого производство электроэнергии, комбинированное производство электрической и тепловой энергии, снижение удельных расходов топлива, а также уменьшающих негативное воздействие на окружающую среду с вытеснением действующих газовых котельных в зону пиковых тепловых нагрузок.
3. Максимальное использование систем централизованного теплоснабжения.
4. Обеспечение конкурентоспособности электрической энергии, производимой энергосистемой. Это является особенно актуальным в условиях начала полноценного функционирования рынка электрической энергии.
5. Внедрение мероприятий, позволяющих осуществлять поэтапное развитие и возможность адаптироваться к изменению условий функционирования (изменение нагрузки, развитие электростанций, реверс потоков мощности, заключение и реализация договоров на поставку электроэнергии за пределы республики).
6. Внедрение мероприятий, которые при минимальных затратах способны дать большой экономический эффект: модернизация действующего оборудования и ввод объектов незавершенного строительства.
7. Обеспечение условий опережающего темпа роста ввода генерирующих мощностей по сравнению с ростом валового внутреннего продукта с целью обеспечения экономического роста.
8. Обеспечение условий опережающего развития инфраструктуры электроснабжения городов и районов Чеченской Республики для создания возможности присоединения потребителей.

Одновременно с вводом генерирующих мощностей необходимо проведение комплекса работ по техническому перевооружению, модернизации, а также по оптимизации режимов работ существующего оборудования и перераспределению тепловых нагрузок.

Кроме того, рост выработки электрической энергии возможен за счет внедрения в котельных республики газотурбинного оборудования, обеспечивающего комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

Организационные мероприятия по повышению эффективности функционирования энергосистемы должны включать в себя следующее:

1. Взаимодействие с федеральными органами государственной власти в области законодательного разграничения полномочий и ответственности в сфере регулирования энергетического сектора между органами исполнительной власти Российской Федерации, Чеченской Республики и органами местного самоуправления для достижения баланса интересов органов государственной власти, предприятий энергетической отрасли и потребителей энергоресурсов.
2. Разработку действующих и перспективных схем электро-, тепло- и газоснабжения всех городов и районов Чеченской Республики и их своевременную реализацию. При этом должны быть созданы организационно-правовые и экономические механизмы разработки новых генеральных планов энергоснабжения городов с учетом оптимальной структуры энергоресурсов и других факторов.
3. Создание условий для повышения инвестиционной привлекательности энергетической отрасли, привлечения частных инвестиций, с использованием государственных гарантий.

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

4. Снижение потерь при передаче и распределении электро- и теплоэнергии. В настоящее время уровень потерь электроэнергии в сетях составляет 22,98%, в то время как в развитых странах данная величина не превышает 4-5 %. Снижение потерь до мирового уровня должно стать одной из главных задач для предприятий электрических и тепловых сетей.

5. При проектировании строительства и реконструкции городов, сельских поселений и жилых микрорайонов проработка основных вопросов перспективного развития систем электро- и теплоснабжения на расчетный срок, выполнение расчетов электрических и тепловых нагрузок, формирование баланса с учетом минимизации потерь в электрических и тепловых сетях. В проектах должны быть предусмотрены площадки для станций (котельных), подстанций и трасс воздушных и кабельных линий электропередач 6 кВ и выше, магистральных и квартальных тепловодов.

**7.1. Планируемые к строительству и вводу генерирующие мощности**

Перечень планируемых к строительству и вводу генерирующих мощностей электрической энергии на территории Чеченской Республики на период 2011-2030 гг. представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Перечень планируемых к строительству и вводу генерирующих мощностей

№ п/п	Наименование	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015	2016	1017	2018	2019	2020	2016-2020	2021-2030
1	Аргунская ТЭЦ-4	/6	-	/50	-	-	-/56	-	-	-	50/-	-	50/-	-
2	Каскад ГЭС на р.Аргун													392
3	в т.ч. Чир-Юртская	-	-	-	-	-	-	/32	-	-	-	-	/32	-
4	Дуба-Юртская	-	-	-	-	-	-	/48	-	-	-	-	/48	-
5	Итум-Калинская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/117	/117	-
6	Зоны	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/80	/80	-
7	Нихалойская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/83	/83	-
8	Кокадойская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	/32	/32	-
9	Ветропарк	-	-	-	-	/6	/6	/6	/6	/6	/12	/12	/42	/24
10	Грозненская ТЭЦ	-	-	-	-	/200	/200	/200-	-	-	-	200/-	200/200	200/-
11	Промканал							9					/9	
12	ДГА	-	/2,5	/2	/2	/2	/8,5	/2,5	-	-	-	-	/2,5	-
	<b>ВСЕГО</b>	<b>6</b>	<b>2,5</b>	<b>52</b>	<b>2</b>	<b>208</b>	<b>270,5</b>	<b>297,5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>62</b>	<b>524</b>	<b>895,5</b>	<b>616</b>
в т.ч.	ГЭС	-	-	-	-	-	-	80	-	-	-	/312	392	392/
	ТЭЦ	6	-	50	-	200	/256	200	-	-	50/	200/	250/200	200/
	ВЭС	-	-	-	-	6	6	6	6	6	/12	/12	/42	/24

Расчетный вариант/оптимистический вариант



## 8. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТИКА В СФЕРЕ РАЗВИТИЯ ТЭК. РЕАЛИЗАЦИЯ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА

Формирование мер государственной политики должно производиться в четком соответствии с федеральным законодательством. Для достижения основных целей и реализации приоритетов региональной энергетической политики предусматривается осуществление органами государственной власти Чеченской Республики функций в области:

- разработки и реализации региональных энергетических программ в области использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, проведении активной энергосберегающей политики;
- организации и регулирования теплоснабжения, модернизации и оптимизации теплового хозяйства и теплоснабжения потребителей жилищно-коммунального комплекса;
- поддержки независимых производителей топлива и энергии, использующих энергоресурсы местного значения, создающих новые генерирующие мощности в энергетике и осваивающих возобновляемые источники энергии;
- развития социальной инфраструктуры и коммунально-бытовой сферы на долевой основе с производственными структурами ТЭК;
- контроля за соблюдением субъектами ТЭК федерального и регионального законодательства, в том числе в области охраны окружающей среды;
- контроля за деятельностью гарантирующих поставщиков в части обеспечения надежного энергоснабжения потребителей, в том числе населения;
- установления сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков;
- установления цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям в рамках устанавливаемых федеральным органом исполнительной власти предельных (минимального и (или) максимального) уровней цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям;
- установления тарифов на тепловую энергию;
- согласования размещения объектов электроэнергетики на территории Чеченской Республики;
- согласования решений о присвоении субъектам электроэнергетики статуса гарантирующих поставщиков;
- реализации мер по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера в топливно-энергетическом комплексе Чеченской Республики.

### Инвестиционная политика

Системы теплоснабжения характеризуются высокой степенью изношенности основных производственных фондов, высокой капиталоемкостью, длительностью инвестиционного цикла и низким уровнем капитальных вложений. Учитывая высокую социальную значимость теплоэнергетики, необходимы специальные меры поддержки капиталовложений со стороны государства. Приоритетным инструментом поддержки капиталовложений должна выступить экономическая мотивация инвестиций.

Теплоснабжение является достаточно стабильным сектором рынка энергии, в малой степени подверженным конъюнктурным колебаниям спроса. Такое положение позволяет в нормальных рыночных условиях обеспечивать поставщику тепла стабильную прибыль, хотя при этом поставщик несет большую социальную ответственность за надежность и качество теплоснабжения.

Теплофикация должна и может быть выгодной в условиях рыночных отношений. Однако коммерческая выгода не является единственным критерием эффективности теплофикации, так как с ее помощью решаются важные социальные задачи: сокращается потребление топлива и загрязнение окружающей среды. С учетом этого необходима государственная поддержка развития теплофикации путем целенаправленной налоговой, кредитной и тарифной политики, а также прямого субсидирования разработок и внедрения новых энергосберегающих технологий и оборудования.

Прямая государственная поддержка в виде государственных инвестиций будет ограничена проектами высокой социальной значимости и станет осуществляться посредством программно-целевых механизмов. К общим мерам государственной поддержки будут относиться:

- широкое внедрение в практику современных стандартов финансового менеджмента и корпоративного управления в теплоэнергетических компаниях, рационализация их структуры, повышение их общей прибыльности и инвестиционной привлекательности;
- стимулирование проведения энергетическими компаниями амортизационной политики, обеспечивающей финансирование капиталовложений в простое воспроизводство основных фондов за счет амортизационных отчислений (в том числе за счет гибкой политики установления ставок налога на имущество в отношении основных производственных фондов энергетических компаний);
- целевое финансирование в объекты системообразующих электрических сетей.
- Инструменты специальной поддержки инвестиций будут включать:
- содействие снижению предпринимательских и некоммерческих рисков инвестирования, поддержку программ страхования всех форм рисков;
- долгосрочные тарифные гарантии;
- меры налогового стимулирования капитальных вложений.

Важной составляющей республиканский энергетической политики в области теплоснабжения являются поддержка инвестиционных проектов по сооружению объектов производства и транспортировки тепловой энергии, в большей степени малых и средних объектов, создание специальных экономических условий, обуславливающих рост производства и занятости на территории республики.

#### **Тарифная политика**

Одним из главных инструментов осуществления энергетической политики является комплекс мер тарифного регулирования. В основе реформы электроэнергетики лежит задача замедления роста тарифов за счет более эффективной загрузки мощностей и формирования конкурентного рынка производителей электрической энергии.

Если при реализации концепции устойчивого развития энергетики нельзя в полной мере рассчитывать на государственную поддержку, то эту задачу придется решать во многом за счет факторов, действующих на рынке. Ключевой элемент здесь – цены на энергоресурсы, которые неизбежно повышаются при возникновении дефицита энергии или первичных энергетических ресурсов, что способствует более экономному их расходованию, а также освоению новых источников энергии, включая технологии использования возобновляемых источников энергии.

Определяющим фактором при формировании тарифов на электро- и теплоэнергию остается цена на топливо, в основном – природный газ. С учетом прогнозируемого роста цен на газ ежегодное повышение тарифов в электроэнергетике должно покрывать возрастающие затраты на топливо, обеспечивать приемлемый уровень доходности электроэнергетики при условии снижения издержек. Вместе с тем, рост тарифов в отрасли должен сдерживаться, учитывая, что он оказывает наибольшее влияние на уровень инфляции и темпы экономического роста.

В настоящее время используется «затратный» метод формирования тарифов. В перспективе будет создан конкурентный рынок энергии. В условиях конкуренции на свободном рынке электроэнергии без ограничения издержек и цен на свою продукцию не сможет выжить ни один производитель. По-прежнему большое значение будет иметь прямое государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, осуществляемое посредством установления экономически обоснованных тарифов или их предельных уровней.

Важным моментом формирования эффективной тарифной политики является дифференциация тарифов на энергоносители, отражающая различия издержек при транспортировке топливно-энергетических ресурсов и реализации продукции ТЭК разным категориям потребителей (время суток, сезонность, объем потребления, мощность).

Кроме того, предусматривается предоставление тарифных скидок энергоемким потребителям. Однако, понимая важность социальных последствий ликвидации перекрестного субсидирования, необходимо разработать мероприятия для защиты малообеспеченных слоев населения от повышения тарифов, в том числе по определению уровня социальной нормы электропотребления. Каждая семья в рамках социальной нормы станет вносить за нее стабильную

**Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.**

плату, которая будет расти очень медленно. Тем самым слой населения с низким уровнем доходов получают существенную субсидию, а то население, уровень энергопотребления которого значительно больше социальных нормативов, будет платить по экономически обоснованным тарифам.

**Реализация Киотского протокола**

Киотский протокол (далее – Протокол) к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (далее – РКИК) был принят в Киото (Япония) на III Конференции Сторон РКИК 12 декабря 1997 г.

Федеральным законом от 4 ноября 2004 г. № 128-ФЗ «О ратификации Киотского протокола к рамочной конвенции Организации Объединенных Наций» Российская Федерация ратифицировала Киотский протокол. Решение о ратификации было принято после тщательного анализа всех факторов, в том числе с учетом значения Протокола для экономического и социального развития страны.

Для облегчения выполнения промышленно развитыми странами своих обязательств по сокращению выбросов парниковых газов Протокол предусматривает возможность использования следующих «механизмов гибкости»:

- совместное осуществление – проекты внедрения технологий, обеспечивающих сокращение выбросов парниковых газов – партнерство развитых стран;
- механизм чистого развития. Проекты, снижающие выбросы в развивающихся странах. Партнерство развитых и развивающихся стран;
- международная торговля квотами на выбросы парниковых газов.

Таблица 8.1. Сокращение выбросов парниковых газов

Показатели	годы							
	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Добыча геотермальной воды, тыс. м <sup>3</sup>	-	-	2465	3689	4929	46985	40689	119029
Теплопродукция, тыс. Гкал	-	-	160	240	320	3051	5893	9099
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.	-	-	32	48	64	609	1176	1818
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. тн	-	-	51	77	103	987	1908	2947
Утилизация ТБО, биогаза, тыс. м <sup>3</sup>	-	-	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.	-	-	24	24	24	48	48	48
Снижение выбросов метана, тыс. т.	-	-	42	42	42	84	84	84
Переработка отходов с/х, тыс.т.	27470	61940	65630	75920	35410	94900	94900	94900
Выработка биогаза, тыс. м <sup>3</sup>	1950	1950	2600	2600	3250	6500	9750	9750
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.	10	10	12	12	13	44	44	44
Снижение выбросов метана, тыс. т.	18	18	20	20	24	59	80	80
<b>Ветроэнергетика, выработка электроэнергии, тыс. кВтч</b>	-	-	16	50	75	75	75	75
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.	-	-	6	17	26	26	26	26
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. т.	-	-	4	34	51	51	51	51
<b>ДГА, выработка электроэнергии, тыс. кВтч</b>	6	100	100	255	255	255	255	255
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.	2	34	34	87	87	87	87	87
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. т.	4	68	68	173	173	173	173	173
<b>Гидроэнергетика, выработка электроэнергии, тыс. кВтч</b>	-	-	-	142	356	556	1142	1932
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.	-	-	-	48	122	189	388	657
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. т.	-	-	-	95	243	375	777	1314
<b>Всего снижение выбросов CO<sub>2</sub>, тыс. т.</b>	<b>20</b>	<b>86</b>	<b>185</b>	<b>439</b>	<b>636</b>	<b>1577</b>	<b>2973</b>	<b>4573</b>

Перечень парниковых газов, контролируемых Протоколом, включает: двуокись углерода, метан, закись азота, гидрофторуглерод, перфторуглерод и гексафторид серы.

## Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Предлагаемые проекты выработки тепловой и электрической энергии Чеченской Республики относятся к экологически чистым технологиям. За счет развития проектов будут сокращены выбросы парниковых газов в следующих объемах.

Появление схемы реализации проектов совместного осуществления, направленных на снижение выбросов парниковых газов в рамках Киотского протокола, открыло реальные возможности финансирования Проектов возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Реализация ЕСВ, получаемых в ходе осуществления Проектов, может быть начата непосредственно после начала его осуществления и первые платежи могут быть получены еще до начала эксплуатации предприятий.

### 9. ИНДИКАТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И ИНДИКАТОРЫ ПРОГРАММЫ

Реализация мероприятий Программы позволит:

- создать энергогенерирующую отрасль в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики;
- получить бюджетный эффект за счет налогов в консолидированный бюджет;
- снизить энергетическую зависимость республики;
- создать в республике более 8000 новых рабочих мест, с учетом инфраструктуры более 20000 тысяч рабочих мест;
- повысить общий КПД системы электроснабжения за счет уменьшения потерь в сетях;
- обеспечить ежегодное сокращение выбросов парниковых газов на 1300 тыс.т. после реализации Подпрограммы.

Материалы Подпрограммы могут быть использованы при формировании инвестиционной политики в отношении развития энергетики, и оптимизации регионального топливно-энергетического баланса.

Основные индикаторы Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г. приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1. Основные индикаторы Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.

Параметр	годы							
	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Выработка электроэнергии, млн. кВт ч	-	2,5	112,9	292,5	320,0	1446,4	1931,5	2276,8
Выработка тепла, тыс. Гкал	-	12,9	163,3	243,9	325,2	3056,5	5898,5	9104,5
Объемы инвестиций, млн. руб.	2614,2	11301,5	18065,3	4114,9	4509,7	34011,8	39266,2	1189,0

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация настоящей Программы – процесс, требующий решения масштабных технических, экономических, социальных и экологических задач. Представленные в настоящей Программе количественные параметры развития энергетического комплекса являются ориентировочными, подлежащими уточнению в процессе реализации мероприятий.

По мере поэтапной реализации Программы задачи и мероприятия будут уточняться и корректироваться. Корректировка основных мероприятий может происходить в связи:

- с изменением федеральных и республиканских законодательных и иных нормативных правовых актов;
- при возникновении новых организационных отношений в топливно- энергетическом комплексе.

Выполнение основных целей и задач по реализации Программы требует создания и применения эффективных механизмов, обеспечивающих управляющее воздействие на все субъекты топливно-энергетического комплекса, а также координацию взаимодействия с органами государственной власти на федеральном и республиканском уровнях.

Основными направлениями обеспечения управляющего воздействия должны стать:

- разработка предложений и участие в процессе принятия решений в виде законодательных и иных нормативных правовых актов, регулирующих правовые отношения в сфере топливно-энергетического комплекса;
- разработка и реализация политики, обеспечивающей деятельность топливно-энергетического комплекса в области экономического и финансового регулирования и стимулирования;
- координационно-контрольные функции, включающие в себя:
- систему мониторинга настоящей Программы (анализ текущего состояния реализации Программы, принятие управленческих решений, корректировка и др.);
- разработку и реализацию целевых, территориальных и других программ и бизнес-планов инвестиционных проектов;
- разработку и реализацию регламентов, нормативов и руководящих указаний;
- создание и обеспечение деятельности организационных структур, обеспечивающих выполнение механизмов реализации Программы;
- разработку системы показателей эффективности реализации основных мероприятий и Программы в целом.

---

Приложение №1  
к Программе развития энергетики  
Чеченской Республики  
на период до 2030 года

**Том 1. ПОДПРОГРАММА «РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ  
ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ НА ПЕРИОД 2011-2015гг.  
И ПРОГНОЗ ДО 2030г.»**

## СОДЕРЖАНИЕ

№№ пп	Наименование	Стр.
	Введение	3
1	Анализ функционирования и развития энергосистемы Чеченской Республики в 2001-2009 гг.	5
1.1	Электропотребление и электрические нагрузки	5
1.2	Покрывание потребности энергосистемы в электроэнергии	7
1.3	Электрические сети	11
2	Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок в период до 2030 года	15
3	Развитие источников электроснабжения, балансы мощности и электроэнергии в период до 2030 года	20
4	Развитие электрических сетей в период до 2030 года	29
4.1	Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ	29
4.2	Развитие электрических сетей 330 кВ на территории энергосистемы Чеченской Республики	37
4.3	Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ	43
5	Электрические расчеты	47
5.1	Режимы работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше	47
5.2	Условия регулирования напряжения и размещение источников реактивной мощности	49
5.3	Оценка уровня токов к.з. в сети 110 кВ для схемы 2020 гг. и соответствия отключающей способности выключателей токам к.з.	55
6.	Оценка объемов строительства, реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов в период до 2030 г. и оценка необходимых капитальных вложений	58
	Выводы и рекомендации	62
	<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	65
А	Техническое задание на разработку «Программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030 г.»	66
Б	Реестр заявок на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Нурэнерго»	73
В	Вводы электросетевых объектов 35 кВ и выше (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях в период 2010-2015 гг.	74
Г	Вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше и потребность в инвестициях в период 2016-2030 гг.	79
Д	Результаты расчета токов к.з. в сети 110 кВ и выше для схемы электрической сети энергосистемы 2020 г.	81
Е	Схема замещения электрической сети напряжением 110 кВ и выше для	84

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

	расчёта токов к.з.	
Ж	Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2030 г. «оптимистический прогноз»	87
<b>ЧЕРТЕЖИ</b>		<b>№№ чертежей</b>
		88
	Карта-схема электрических сетей Чеченской энергосистемы напряжением 35, 110 кВ и выше на период до 2020г.	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 89
	Карта-схема электрических сетей Чеченской энергосистемы напряжением 110 кВ и выше на период до 2030 г.	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 90
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года. Расчетный вариант без установки КУ	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 91
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года Расчетный вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 92
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний минимум нагрузок 2015 года Расчетный вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 93
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2015 года Расчетный вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 94
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний минимум нагрузок 2015 года Расчетный вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 95
	Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года. Расчетный вариант. Послеаварийные режимы	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 96
	Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2015 года. Расчетный вариант. Послеаварийные режимы	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 97
	Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года. Расчетный вариант с установкой КУ	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 98
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года Оптимистический вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 100
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний минимум нагрузок 2015 года Оптимистический вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 104
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2015 года Оптимистический вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 105
	Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в летний минимум нагрузок 2015 года Оптимистический вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 106



**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года. Оптимистический вариант. Послеаварийный режим	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	107
Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в летний максимум нагрузок 2015 года. Оптимистический вариант. Послеаварийные режимы	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	109
Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2013 года Расчетный вариант	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	110
Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2013 года. Расчетный вариант. Послеаварийный режим	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	111

**ВВЕДЕНИЕ**

Энергосистема Чеченской Республики по состоянию на 1.01.2010 г. территориально включает в себя:  
 -сети напряжением 330 кВ – сети ОАО «ФСК ЕЭС»;

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА»

-электрические сети напряжением 10, 35, 110 кВ, эксплуатация которых осуществляется ОАО «Нурэнерго»;

Основной задачей работы является разработка рекомендаций по рациональному развитию энергосистемы Чеченской Республики с учетом потребности в электрической энергии и развития источников электроснабжения, определение необходимых объемов строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей в период до 2020 года и оценка основных показателей развития энергосистемы в период до 2030 г. Результатом выполненной работы является информационная база для составления инвестиционных программ и планов капитального строительства объектов электроэнергетики и их проектирования.

За отчетный в «Схеме...» принят 2009 год, за расчетный – 2015 год, оценка перспективы – до 2030 года с выделением этапа 2020 г.

В работе проведен анализ функционирования и развития энергосистемы Чеченской Республики в 2001-2009 гг., определена потребность республики в электроэнергии в период до 2030 г., разработаны варианты покрытия прогнозируемой потребности с учетом развития генерирующих источников на территории энергосистемы и при электроснабжении потребителей республики от объединенной энергосистемы Юга. Выполнено обоснование необходимого развития электрических сетей 330 и 110 кВ на территории энергосистемы Чеченской Республики в период 2011-2015 гг. и определены основные направления развития электрических сетей 110 кВ и выше в период 2016-2020-2030 гг.

Для обоснования и проверки рекомендаций по развитию электрических сетей выполнены расчеты режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на 2015 г. – расчетный этап развития энергосистемы. Выполнены также расчеты для определения необходимых объемов и размещения устройств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ. Выполнены расчеты для оценки перспективных уровней токов к.з. на подстанциях 110 кВ и выше и сделана проверка соответствия отключающей способности выключателей, установленных на подстанциях, перспективным токам к.з.

Работа выполнена в соответствии с действующими нормативными и методическими документами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей.

При выполнении работы были использованы следующие материалы:

-отчетные данные ОАО «Нурэнерго», филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и Северокавказское РДУ о схеме, составе и режимах работы электрических сетей напряжением 35 кВ и выше;

-«Корректировка Схемы развития ОЭС Юга на период до 2020 года, включая схему развития электрических сетей напряжением 220 кВ и выше», ОАО «ЮИЦЭ» «ЮжЭСП», 2006 г.;

-«Схема и программа развития единой энергетической системы России на период 2010-2016 г.г.», редакция от 26.04.2010 г.;

-«Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики Российской Федерации до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.»;

### **1. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ В 2001-2009 гг.**

Чеченская энергосистема обеспечивает централизованное электроснабжение потребителей на территории Чеченской республики.

Площадь Чеченской Республики составляет 14,6 тыс. км<sup>2</sup>. Население по оперативным данным Чеченстата на 1.01.2010 г. – 1268 тыс. чел. Административный центр республики

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

– город Грозный с населением 231,2 тыс. чел. Города Чеченской Республики: Урус-Мартан – 60,5 тыс. чел., Шали – 45 тыс. чел., Гудермес – 42,5 тыс. чел., Аргун – 41 тыс. чел. Территория республики поделена на 15 муниципальных районов.

**1.1. Электропотребление и электрические нагрузки**

В настоящее время на территории Чеченской Республики функционирует один субъект ОРЭМ – ОАО «Нурэнерго», учрежденное в октябре 2001 г. В 1997 году электропотребление Чеченской энергосистемы составило 1103 млн. кВт.ч. В 1998 г. рост электропотребления энергосистемы составил 10,6 %. В ходе второй Чеченской войны 1999-2000 гг. электропотребление республики упало на 730 млн. кВт.ч или на 60 % и в 2000 году составило 490 млн. кВт.ч. С 2001 года наблюдается стабильный рост электропотребления. Среднегодовой рост электропотребления в 2001-2009 г.г. (за 9 лет) составил 17,5%.

Электропотребление на территории Чеченской Республики в 2009 году составило 2088,5 млн. кВт.ч и увеличилось по сравнению с 2008 г. на 84,6 млн. кВт.ч или на 4,2 %. В 2008 году рост электропотребления составил 12,3 %, а в 2007 г. -10,3 %.

Собственный максимум нагрузки Чеченской энергосистемы в 1997 году составил 261 МВт. За период 1998-2001 гг. он снизился до 172 МВт или на 34%. В период 2002-2009 г.г. средний рост собственного максимума составил 11,7 %.

В 2009 году собственный максимум нагрузки Чеченской энергосистемы составил 416 МВт и увеличился по сравнению с 2008 годом на 2 МВт или на 0,5 %. В 2008 году рост составлял 11,9 %, а в 2007 г. – 7,9 %.

Число часов использования собственного максимума нагрузки в Чеченской энергосистеме в 2009 г. составило 5020 часов, а в 2008 году-4840 часов. В таблице 1.1. приведена динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования Чеченской энергосистемы в 1997-2009 гг.

**Таблица 1.1 - Динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования в 1997-2009 гг.**

Годы	Максимум нагрузки		Электропотребление		Число часов использования максимума нагрузки
	МВт	% изменения к предыдущему году	млн. кВт.ч	% изменения к предыдущему году	

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

1997	261		1103		4226
1998	260	-0,4	1220	10,6	4692
1999	220	-15,4	830	-32,0	3773
2000	174	-20,9	490	-41,0	2816
2001	172	-1,2	793	61,8	4610
2002	233	35,5	914	15,3	3923
2003	248	6,4	1144	25,2	4613
2004	287	15,7	1326	15,9	4620
2005	296	3,1	1463	10,3	4942
2006	343	15,9	1619	10,7	4720
2007	370	7,9	1785	10,3	4825
2008	414	11,9	2004	12,3	4840
2009	416	0,5	2089	4,2	5020

**Таблица 1.2 - Нагрузка и показатели режима электропотребления Чеченской энергосистемы в характерные периоды времени года и суток за 2006-2009 гг.**

Наименование режима и показателей	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
<u>Зимний режимный день</u>	20.12.2006 г.	19.12.2007 г.	17.12.2008 г.	16.12.2009 г.
Максимум нагрузки	314	361	392	401
Минимум нагрузки	215	259	298	286
<u>Летний режимный день</u>	21.06.2006г.	20.06.2007г.	18.06.2008г.	17.06.2009г.
Максимум нагрузки	158	151	266	275
Минимум нагрузки	111	101	160	174
Суточная неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>мин</sub> /Р <sub>мах</sub> )				
% графика рабочего дня				
зима	0,685	0,720	0,760	0,713
лето	0,702	0,670	0,601	0,633
Годовая неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>мах. летн./Р<sub>мах. зимн.</sub>),%</sub>	0,503	0,418	0,678	0,685

### 1.2 . Покрывание потребности энергосистемы в электроэнергии

Функционировавшие на территории Чеченской Республики электростанции, суммарной установленной мощностью 489,2 МВт, были разрушены в период боевых действий 1994-1996 гг. и с тех пор электроснабжение потребителей республики осуществляется от других энергосистем. В 2002 году списано всё генерирующее оборудование Грозненских ТЭЦ – 1,2,3,4 суммарной мощностью 489,2 МВт.

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Покрытие потребности энергосистемы Чеченской Республики в мощности и электроэнергии в 2002-2005 гг. обеспечивалось перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем, а с 2006 г. после ввода ПС 330 кВ Грозный и по сети 330 кВ.

В максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 года в 18-00 потребление Чеченской энергосистемы составляло 401,4 МВт и покрывалось следующим образом:

-от Дагестанской энергосистемы 91,5 МВт, в том числе: по ВЛ 330 кВ – 21 МВт, по сети 110 кВ – 70,5 МВт;

-от Северо-Осетинской энергосистемы 249,3 МВт, в том числе: по ВЛ 330 кВ -173,6 МВт, по сети 110 кВ – 75,7 МВт;

-от Ингушской энергосистемы 42,4 МВт;

-от Ставропольской энергосистемы 18,2 МВт.

Покрытие потребности в электроэнергии Чеченской энергосистемы в 2009 году (2088,5 млн. кВт.ч) осуществлялось следующим образом:

-от Дагестанской энергосистемы 1563,2 млн. кВт.ч;

-от Северо-Осетинской энергосистемы 288,7 млн. кВт.ч;

-от Ингушской энергосистемы 163,1 млн. кВт.ч;

-от Ставропольской энергосистемы 73,4 млн. кВт.ч.

На рис. 1.1-1.14 приведены структурные схемы балансов мощности для зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки Чеченской энергосистемы в 2006-2009 гг.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



Рис.1.1

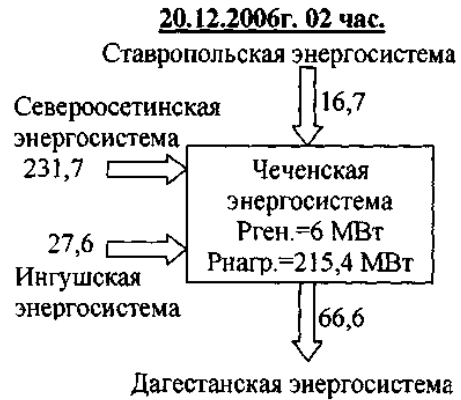


Рис.1.2

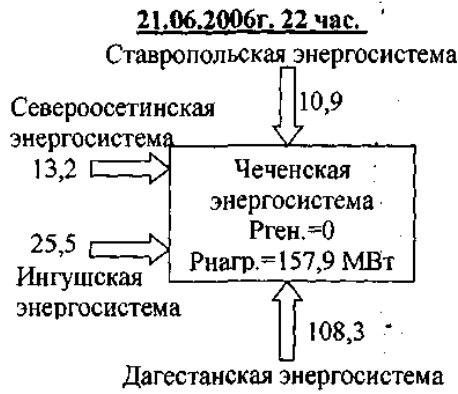


Рис.1.3



Рис.1.4

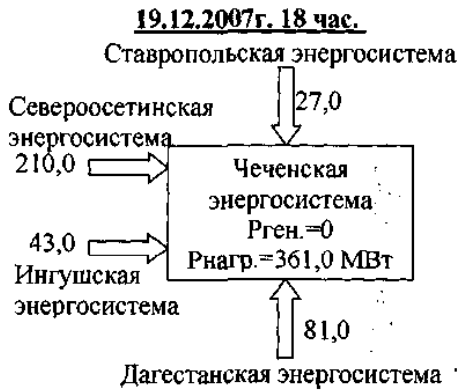


Рис.1.5



Рис.1.6

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

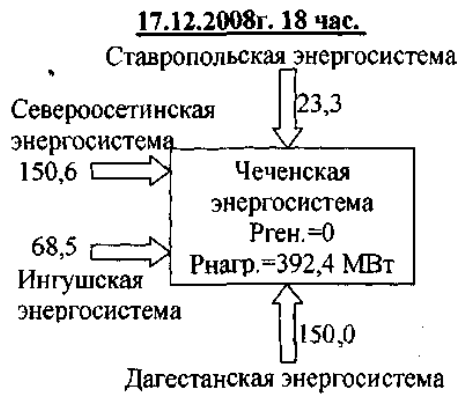


Рис.1.7

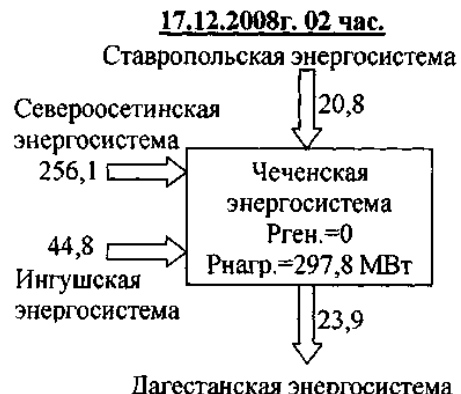


Рис.1.8

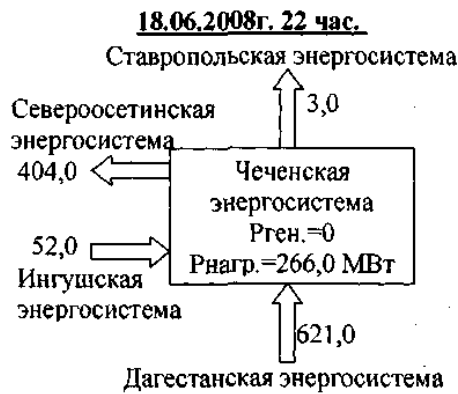


Рис.1.9

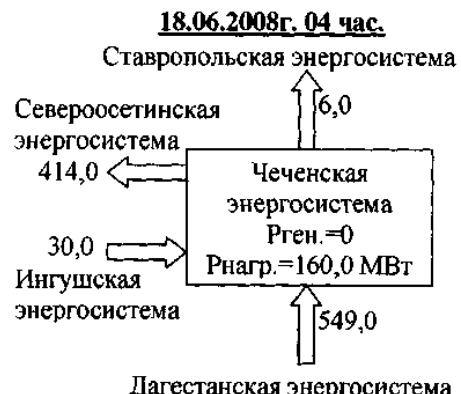


Рис.1.10

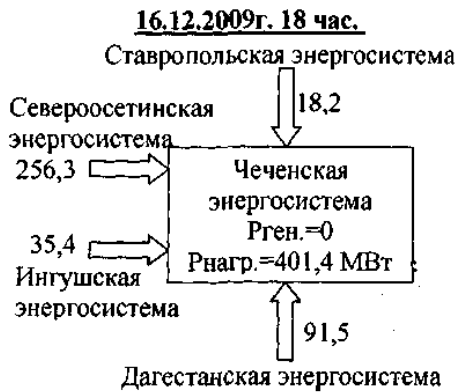


Рис.1.11

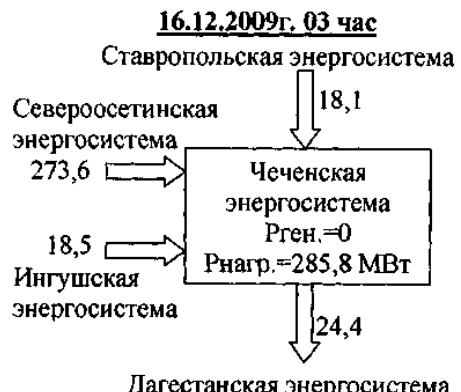


Рис.1.12

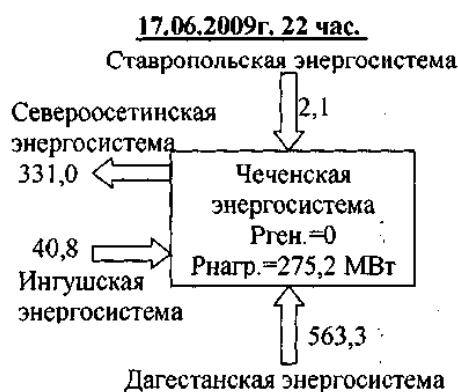


Рис. 1.13



Рис. 1.14

### 1.3. Электрические сети

#### Характеристика электрических сетей.

В энергосистеме Чеченской Республики электрические сети развиваются на напряжении 110 и 35 кВ. По территории энергосистемы проходит транзитная электропередача 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт, которая является питающей ВЛ для ПС 330 кВ Грозный.

Электропередача 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт была восстановлена в 2003 году. ПС 330 кВ Грозный – единственный и основной центр питания сети 110 кВ на территории Чеченской энергосистемы, была восстановлена в 2006 г. с одним АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА. Второй АТ 330/110 кВ 125 МВА на ПС Грозный введен в эксплуатацию в 2009 г.

Сети напряжением 330 кВ находятся в собственности ОАО «ФСК ЕЭС» и эксплуатируются его региональным филиалом – МЭС Юга. Электрические сети напряжением 10, 35 и 110 кВ в основном находятся в собственности и эксплуатируются ОАО «Нурэнерго».

Таблица 1.3 - Суммарная протяженности ВЛ 35 и 110 кВ, количество и мощность трансформаторов на ПС 35 и 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики на 1.01.2010 г.

Линии электропередачи	Напряжение		Всего
	110 кВ	35 кВ	
Протяженность ВЛ в одноцепном исчислении, км	1025,1	1082,2	2107,3
Подстанции	С высшим напряжением		Всего
	110 кВ	35 кВ	
Количество ПС, шт.	26	75	101
в т.ч. ОАО «Нурэнерго»	23	59	82
Мощность трансформаторов, МВА	748,5	388,7	1137,2
в т.ч. ОАО «Нурэнерго»	632,5	287,7	920,2

В 2006-2009 гг. в Чеченской энергосистеме введена одна новая ПС 110 кВ № 84 с одним трансформатором мощностью 16 МВА (1-я очередь). Практически построена и



будет введена в 2010 г. в эксплуатацию ПС 110 кВ Консервная с двумя трансформаторами по 16 МВА.

На действующей ПС 110 кВ «Ойсунгур» произведена замена трансформатора 16,0 МВА на 25,0 МВА, а на ПС 110 кВ ПС «ГРП» введен в работу трансформатор Т-3 мощностью 16 МВА.

Всего на ПС 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2006-2009 гг. введено 3 трансформатора суммарной установленной мощностью 57 МВА.

В этот же период (2006-2009 гг.) в энергосистеме построена одна новая ПС 35 кВ «Урус-Мартан-1» с 2-мя трансформаторами по 4 МВА, которая позволила разгрузить ПС 110 кВ «Горец» и ПС 35 кВ «Урус-Мартан». На 5-ти действующих подстанциях 35 кВ в 2006-2009 гг. выполнена замена трансформаторов 35/10 кВ с увеличением их установленной мощности.

На 2-х подстанциях 35 кВ установлены вторые трансформаторы, на одной подстанции – 3-й трансформатор.

Всего на ПС 35 кВ в 2006-2009 гг. введено 11 трансформаторов суммарной установленной мощностью 47 МВА.

В рассматриваемый период новые ВЛ 35 и 110 кВ не строились, за исключением коротких заходов на новые подстанции.

Для повышения пропускной способности ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (№ 102) на участке протяженностью 0,5 км выполнена замена провода АС-95 и АС-120 на АС-185.

На подстанциях 35 и 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики компенсирующих устройств нет.

На 1.01.2010 г. на территории Чеченской Республики функционировали 26 ПС 110 кВ и 75 ПС 35 кВ. На подстанциях 110 кВ установлено 47 трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ суммарной мощностью 748,5 МВА и 8 трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ суммарной мощностью 30,4 МВА. На подстанциях 35 кВ установлено 111 трансформаторов суммарной мощностью 388,7 МВА.

#### **Анализ режимов работы электрических сетей 110 и 330 кВ.**

По ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт осуществляется питание ПС 330 кВ Грозный и транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме.

В существующей схеме пропускная способность (максимально допустимые перетоки по статической устойчивости) существующих связей 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и ОЭС Юга (ВЛ 330 кВ Чирюрт-Буденновск и Чирюрт-Грозный-В-II) составляет 700 МВт на выдачу мощности из Дагестанской энергосистемы и 400-500 МВт на прием. Так как дефицит мощности Дагестанской энергосистемы в зимний минимум в 2004-2007 гг. достигал 580 МВт, а избыток мощности в дневной и вечерней максимумы нагрузки летних суток достигал 950 МВт, то пропускная способность существующих связей Дагестанской энергосистемы с ОЭС Юга не соответствует требуемым перетокам мощности.

Сеть 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2009 году была разделена на три изолированных района, источниками, электроснабжения которых является:

- ПС 330 кВ Грозный по сети 110 кВ обеспечивает электроснабжение центральных районов Чеченской энергосистемы;

- Дагестанская энергосистема – по ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур, Акташ – Гудермес тяговая и Кизляр -1 – Каргалиновская обеспечивает питание выделенной нагрузки восточных районов Чеченской энергосистемы в радиальном режиме;

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

- Ингушская, Северо-Осетинская и Ставропольская энергосистемы – по ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки, Плиево – Ищерская, Моздок – Ищерская (2-я ВЛ) и Затеречная – Ищерская обеспечивают электроснабжение западных районов Чеченской энергосистемы; Сеть 35 кВ энергосистемы Чеченской Республики работает в разомкнутом режиме. На напряжении 110 кВ энергосистема Чеченской Республики имеет связи:

**С «Дагэнерго»:**

- ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалинская – Шелковская – Гудермес тяговая, общая протяженность около 70 км, провод АС-150;
- ВЛ 110 кВ Ярык-Су – Ойсунгур – Гудермес – Гудермес тяговая, общая протяженность около 54 км, провод АС-120;
- ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес тяговая, протяженность 65,8 км, провод АС-185.

Передача мощности в максимум зимнего режимного дня 17.12.2008 г. из Дагестанской энергосистемы по этим ВЛ составляла 72 МВт, при отключенной ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес тяговая. Основной переток из Дагестанской энергосистемы осуществлялся по ВЛ 110 кВ Ярык-Су – Ойсунгур на выделенную нагрузку и составил 63 МВт (398 А).

Получение мощности из Дагестанской энергосистемы по ВЛ 110 кВ в максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 г. осуществлялось в объеме 71 МВт на выделенную нагрузку ПС 110 кВ Ойсунгур и Гудермес. Другие связи 110 кВ с «Дагэнерго» были разомкнуты.

**С «Севкавказэнерго»:**

-две ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская, протяженность 47,8 км и 46,4 км, провод АС-185. Передача мощности в максимум зимнего режимного дня из Северо-Осетинской энергосистемы по этим ВЛ составляла: 17.12.2008 г. – 113 МВт, 16.12.2009 г. – 82 МВт.

**С «Ставропольэнерго»:**

-ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская две цепи, протяженность 132 км, провод АС-95, АС-120. Переток мощности в максимум зимнего режимного дня из Ставропольской энергосистемы составлял: 17.12.2008 г. – 24 МВт, 16.12.2009 г. – 18 МВт.

**С «Ингушэнерго»:**

-ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки – ГРП, общая протяженность 65 км, провод АС-185. Передача мощности в максимум зимнего режимного дня из Ингушской энергосистемы составляла: 17.12.2008 г. – 74 МВт, 16.12.2009 г. – 42 МВт.

Анализ загрузки связей 110 и 330 кВ энергосистемы Чеченской республики с энергосистемами соседних субъектов РФ в максимум нагрузки энергосистемы показал, что с вводом в 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА значительно (на 70 МВт) снизилась нагрузка ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок и ПС 110 кВ Плиево. Нагрузка АТ на ПС Грозный при этом достигла 201 МВА (более 80 % номинальной мощности АТ). В 2008 г. нагрузка АТ 330/110 кВ в максимум энергосистемы при наличии на подстанции Грозный одного АТ составляла 123 МВА (почти 100 % номинальной мощности АТ). При дальнейшем росте нагрузки энергосистемы вывод в ремонт одного из автотрансформаторов на ПС Грозный уже будет приводить к перегрузке второго.

Напряжение в сети 110 кВ в максимум зимнего режимного дня 2009 года обеспечивалось в пределах 98-113 кВ. Наиболее низкие напряжения имело место на ПС 110 кВ Горец (98 кВ), ГРП I сш (100 кВ), № 84 (101 кВ) и Червленная, Горячеисточненская (103 кВ), наибольшее напряжение на шинах 110 кВ ПС Грозный (113 кВ).

**Таблица 1.4. - Перетоки мощности по межсистемным ВЛ 330 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в режимные сутки зимы и лета за период 2006-2009 гг.**

Наименование	2006г.	2008г.	2009г.
--------------	--------	--------	--------

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

	<b>Зима макс. (вечерний) 18 ч.</b>		
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	-32,9	77,8	21,0
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	144,1	37,5	173,6
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	52,5	63,2	70,5
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	откл.	откл.
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	9,1	9,0	откл.
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	21,5	23,3	18,2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	71,5	113,1	82,7
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-4,0	-5,9	-7,0
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	46,6	74,4	42,4
<b>Балансовый переток</b>	<b>308,4</b>	<b>392,4</b>	<b>401,4</b>
	<b>Зима мин. (ночной провал)</b>		
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	-104,6	-79,5	-72,4
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	182,1	174,4	216,9
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	32,1	48,6	48,0
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	откл.	откл.
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	5,9	7,0	откл.
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	16,7	20,8	18,1
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	49,6	81,7	56,7
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-3,3	-4,8	-4,8
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	30,9	49,6	23,3
<b>Балансовый переток</b>	<b>209,4</b>	<b>297,8</b>	<b>285,8</b>
	<b>Лето макс. (вечерний) 22 ч.</b>		
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	68,8	498,0	453,1
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	-40,7	-465,0	-384,3
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	33,5		54,2
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	123,0	51,2
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	6,0		4,8
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	10,9	-3,0	2,1
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	53,9	61,0	53,3
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-3,8		-5,1
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	29,3	52,0	45,9
<b>Балансовый переток</b>	<b>157,9</b>	<b>266,0</b>	<b>275,2</b>
<b>Наименование</b>	<b>2006г.</b>	<b>2008г.</b>	<b>2009г.</b>
	<b>Лето макс. (ночной провал)</b>		
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (Дагестан)	50,9	476,0	429,0
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) – Грозный	-26,5	-455,0	-384,8
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярык-Су (Дагестан)	21,8		33,2
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. – Акташ (Дагестан)	откл.	73,0	29,5
ВЛ 110 кВ Каргалиновская – Кизляр-1 (Дагестан)	5,0		4,2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Затеречная (Ставрополь)	9,6	-6,0	-5,6
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская – Моздок-330 (С. Осетия)	35,3	41,0	36,8
ВЛ 110 кВ Ищерская – Слепцовская (Ингушетия)	-3,0	30,0	-4,5
ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Ингушетия)	18,3		36,0
<b>Балансовый переток</b>	<b>111,4</b>	<b>160,0</b>	<b>173,8</b>

Примечание: «+» - получение в Чеченскую энергосистему  
«-» - выдача из Чеченской энергосистемы

## 2. ПРОГНОЗ УРОВНЕЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

В настоящее время на территории Чеченской Республики крупных потребителей электроэнергии нет. Идет восстановление жилого фонда, инфраструктуры и некоторых промышленных объектов.

Единственной отраслью экономики в Чеченской Республике, которая держится «на плаву» является нефтегазодобыча. В настоящее время годовая добыча нефти составляет 1,5 млн.т. Добычей нефти и газа в Чеченской Республике занимается ОАО «Грознефтегаз» - дочернее предприятие НК «Роснефть». В январе-сентябре 2010 года добыто 791 тыс. т нефти и 358 млн. м<sup>3</sup> газа. В настоящее время в Чечне существует 1300 скважин, но добыча ведется только из 200. На 1.01 2009 года остаточные извлекаемые запасы нефти из этих скважин составляют 30 млн.т.

В рамках программы «Социально-экономического развития Чеченской Республики на 2008-2012 гг.» в текущем году ведется строительство и реконструкция 19 объектов культуры. Среди возводимых объектов – сельские и районные Дома культуры, Дворец культуры в г.Аргун, детская школа искусств, детская библиотека, здание Государственного ансамбля танца «Вайнах». В центре Грозного идет строительство национальной библиотеки с общей площадью 13,3 тыс. м<sup>2</sup>, национального музея (3,6 тыс. м<sup>2</sup>) и Государственного Русского драмтеатра им. Лермонтова (4,8 тыс. м<sup>2</sup>). Всего в 2010 году должны быть сданы 14 объектов, в 2011 году – 10 объектов, а в 2010 году – 13 объектов культуры.

Ведется разработка комплекса программных мер по строительству объектов культуры на 2013-2016 годы. Среди рассматриваемых объектов – Государственный цирк на 1,5 тыс. зрителей и зоопарк в г. Грозном, Национальная музыкальная школа, Махкетинский краеведческий музей, сеть современных многофункциональных кинозалов в городах республики, университет искусств в г. Грозном, Государственная филармония Чечни и др.

В области физкультуры и спорта в г. Грозном строится спортивный комплекс им. А. Кадырова на 30 тыс. мест и нагрузкой 4,5 МВт. Спортивные объекты строятся так же в городах Шали, Аргун и др. населенных пунктах.

В сфере здравоохранения в г.Грозном завершается строительство Республиканской клинической больницы (стационар на 600 коек и поликлиника на 450 посещений в смену) с нагрузкой 3,3 МВт. В стадии строительства находятся республиканский онкологический центр (основное здание, поликлиника на 370 посещений в смену, стационар на 400 мест и хирургическое отделение на 180 мест) и республиканский кожно-венерологический диспансер на 120 коек. В с. Чишки Грозненского района строится детский туберкулезный санаторий на 300 коек (лечебно-диагностический центр, школа, спортивный зал, коттеджи для персонала и два спальных корпуса на 200 и 100 коек). В г. Шали в августе 2010 года сдана в эксплуатацию центральная районная больница (родильное отделение на 90 коек, детское отделение на 60 коек, взрослая и детская поликлиника на 350 посещений в смену) и строится психоневрологический интернат на 430 мест, состоящий из 8 корпусов. В селах Шалинского района – Авгуры и Сержень-Юрте планируется строительство 3-х детских оздоровительных лагерей круглогодичного действия с общей вместимостью 2700 детей.

В Чеченской Республике ведется восстановление промышленных объектов. В настоящее время частично восстановлен Чири-Юртовский цементный завод. Намечаемое дальнейшее восстановление цементного завода (2-я очередь) потребует 20 МВт в 2011 г. и 55 МВт к 2016 году. В Грозном на территории бывшего завода «Красный Молот» открыт ТЦ «Беркат», на заводе «Трансмаш» налажена сборка экскаваторов. В г. Аргун на бывшем заводе «Пищемаш» открыто предприятие по сборке автомобилей «Жигули». В 2010 году в г. Аргун сдана в эксплуатацию 1-я очередь сахарного завода производительностью 100 т сахара в сутки. Полное восстановление завода потребует 7,2 МВт мощности (2011 год).

По программе «Социально-экономического развития Чеченской Республики на 2008-2012 гг.» должны быть восстановлены 13 крупных промышленных предприятий, в том числе: радиотехнический завод «Синтар» в Грозном, опытный экспериментальный завод «Автоматстрой» и завод медицинских инструментов в Гудермесе, деревообрабатывающий завод в Алан-Кале и др.

В июне 2010 года Правительство Чеченской Республики приняло распоряжение о реализации первоочередных инвестпроектов, таких как: восстановление и реконструкция

Аргунской ТЭЦ, строительство стеклотарного завода, строительство консервного завода, строительство макаронной фабрики, внедрение широкополосных сетей WIMAX, создание научно-производственного центра по развитию машино- и двигателестроения, строительство газоперерабатывающего завода, ряда предприятий АПК и др.

К концу 2010 года должны быть введены в эксплуатацию консервный завод «Октябрьский» в г. Гудермес по выпуску натуральных соков, газированных напитков, холодного чая и т.д. производительностью 350 т в сутки (потребная нагрузка – 1,2 МВт) и молочный комбинат «Центароевский» производительностью 30 т продукции в сутки.

Инвестпроекты по строительству консервного и стекольного заводов в Грозном были подписаны с ОАО «Россельхозбанком» на форуме «Сочи-2009». Ввод этих заводов предполагается в 2011 году и потребует 4,5 МВт мощности.

В рамках инвестпроекта по строительству газоперерабатывающих заводов планируется наладить переработку попутных газов на нефтяных месторождениях. Разрабатывается проект завода в Хаян-Корте мощностью 250 млн. м<sup>3</sup> переработки газа в год. В настоящее время завершается процесс регистрации завода. Ещё один завод такой же мощности намечается к строительству в Брагунах.

Достигнута договоренность с НК «Роснефть» о строительстве в Заводском районе г. Грозный на базе НПЗ им. А. Шерипова нефтеперерабатывающего завода мощностью 1 млн. т нефтепереработки в год. Строительство будет начато в 2011 году, а пуск в эксплуатацию в 2014 году. Электрическая нагрузка завода оценивается в 20 МВт.

В области стройиндустрии в Чеченской Республике, кроме строительства Чир-Юртовского цементного завода, о котором говорилось выше, предусматриваются следующие мероприятия:

- расширение производства на построенном в сентябре 2010 г. совместно с корейской компанией заводе железобетонных изделий в г. Грозном до 1500 тонн изделий в сутки;

- строительство в г. Грозный компанией «Бородино-пласт» завода полиэтиленовых труб производительностью 2 тыс. т труб в месяц;

- восстановление ГУП «Аргунский комбинат стройматериалов и стройиндустрии». В настоящее время производственные мощности комбината составляют 12 тыс. м<sup>3</sup> ж.б. изделий в год. К концу 2010 г. планируется достичь мощности 35 тыс. м<sup>3</sup> изделий в год. Электрическая нагрузка полного восстановления комбината оценивается в 3 МВт;

- строительство ГУП «Домостроительный комбинат» в г. Аргун с потребной нагрузкой 1,5 МВт;

- строительство кирпичного завода в г. Грозный с потребной нагрузкой 2,8 МВт.

В сфере машиностроения в Чеченской Республике планируется при участии ОАО «АвтоВАЗ» создание крупного автомобильного холдинга, который будет производить внедорожники с кузовом из композитных материалов, удлиненную версию Лады-2107, технику на гусеничном ходу и электромобили для Олимпиады-2014.

В области легкой промышленности намечается строительство кожевенного завода и обувной фабрики на местном сырье в г. Аргун производительностью 2 млн. пар обуви в год.

В сфере обслуживания в октябре 2010 года в Грозном состоялось открытие крупнейшего на Северном Кавказе дилерского центра «Лидер-Авто» ОАО «АвтоВАЗ». Планируется строительство таких же центров в г.г. Гудермесе, Урус-Мартане, Надтеречном и Ачхой-Мартановском районах. В Грозном строится Дом радио общей площадью 4,62 тыс. м<sup>2</sup> и намечено к строительству многофункциональное здание ОАО «Московский Индустриальный Банк» с потребной нагрузкой 2,4 МВт.

В области жилищного строительства и коммунально-бытовой сферы в г. Грозном начато строительство комплекса высотных зданий «Грозный-Сити» с нагрузкой 9,8 МВт. В настоящее время идет строительство 1-го 40-этажного, 2-х 30-этажных и 2-х 18-этажных зданий. В Грозном так же начато строительство зданий Резиденции Президента и

Правительство ЧР с нагрузкой 6,1 МВт, Грозненского государственного нефтяного института (1,4 МВт) и насосной станции ВНС-9 с нагрузкой 6 МВт.

В г. Гудермесе начато строительство комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити» с нагрузкой 7,5 МВт и планируется строительство очистных сооружений с нагрузкой 2,2 МВт.

В г. Урус-Мартан будет построен групповой водопровод с нагрузкой 1,9 МВт, в с. Джалка – водозабор «Черная речка» с нагрузкой 1,7 МВт, а в с. Ведено строится военный городок батальона «Юг» с нагрузкой 1,1 МВт.

В сфере транспорта СКЖД с начала 2010 г. ведет работу по восстановлению тяговой ПС и центрального распределительного пункта на станции Гудермес. В планах СКЖД восстановление участка железной дороги Грозный - Слепцовская (Ингушетия) с 3-мя крупными станциями – Ермоловская, Самашки и Серноводская. На 2-х станциях планируется организовать грузовые дворы.

В планах Минтранса намечается в 2011 году начать строительство автодороги в объезд г. Гудермеса протяженностью 34 км.

Правительство Чеченской Республики поставило задачу воссоздать всепогодную, в том числе горнолыжную, туристическую индустрию в 3-х районах: Итум-Калинском, Веденском и Ножай-Юртовском.

В «Стратегию социально-экономического развития СКФО до 2025 года», утвержденную в сентябре 2010 года, включено строительство горнолыжного курорта в селе Ведучи в Аргунском ущелье. Инвестор-компания «Ведучи». Под проект будет выделено 800 га, на которых планируется построить 17 горнолыжных трасс общей протяженностью 45 км, пятизвездочную гостиницу на 400 номеров, ГЭС мощностью 20 МВт, вертолетную площадку и другие сооружения. Ориентировочная продолжительность строительства курорта 3-5 лет.

В горных районах Чечни имеются источники минеральных и лечебных вод. В Сунженском районе находятся уникальные источники питьевой минеральной воды, а в Шатойском, Веденском и Гудермесском районах – лечебные источники. Здесь есть потенциал для строительства заводов по розливу минеральных вод и создания санаториев.

В приложении Б приведен «Реестр заявок на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Нурэнерго», где отражены новые потребители с электрической нагрузкой более 1 МВт, присоединение которых к энергосистеме планируется в период до 2015 г.

Оценка показателей электропотребления и максимума нагрузок в Чеченской Республике на перспективу в данной работе приведена в 2-х вариантах: «расчетный» и «оптимистический»

Показатели «расчетного» варианта спроса на электроэнергию и мощность разработаны ОАО «СО ЕЭС»

«Оптимистический» вариант разработан в рамках выполняемой работы на основании планируемого социально-экономического развития республики, поданных заявок потребителей на технологическое присоединение их нагрузок к энергосистеме и характеризуется более высокими темпами роста электропотребления в республике по сравнению с «расчетным» вариантом. Развитие ситуации по «оптимистическому» варианту предполагает широкое привлечение частных инвесторов для реализации планов социально-экономического развития Чеченской Республики.

Прогнозируемые показатели электропотребления, максимума нагрузки и режима электропотребления Чеченской энергосистемы на перспективу до 2030 года для 2-х вариантов развития приведены в таблице 2.1.

В «расчетном» варианте спроса на электроэнергию электропотребление Чеченской энергосистемы в 2015 году может составить 2418 млн.кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2010-2015 гг. 2,5%, а максимум нагрузки – 489 МВт при среднегодовом темпе роста 2,7 %. К 2020 году электропотребление в республике увеличится до 2669 млн. кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2016-2020 гг. 2,0 %, а максимум нагрузки – до 539 МВт

при среднегодовом темпе роста 2,0 %. На уровне 2030 года электропотребление оценивается величиной 3360 млн.кВт.ч, максимум нагрузки – 667 МВт при среднегодовом темпе их роста в 2021-2030 гг. 2,4 %.

В «оптимистическом» варианте спроса на электроэнергию электропотребление Чеченской Республики в 2015 году прогнозируется на 240 млн. кВт.ч выше, чем в «расчетном» и составит 2662 млн. кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2010 – 2015 гг. 4,1 %, а максимум нагрузки – 485 МВт (практически совпадает с прогнозом Системного оператора) при среднегодовом темпе роста 2,6 %. В последующий период среднегодовой темп роста электропотребления составит около 2,0% в 2016-2020 гг. и до 5% 2021-2030 гг. Рост максимума нагрузки в «оптимистическом» варианте в 2016-2020 гг. прогнозируется до 2,9% в год, а в 2021-2030 гг. – до 5% .

В «оптимистическом» варианте число часов использования максимума нагрузки в 2013-2017 гг. существенно увеличивается, что обусловлено вводом ряда предприятий с непрерывным циклом производства, таких как Чири-Юртовский цементный завод, нефтеперерабатывающий и газоперерабатывающий заводы, предприятия стройиндустрии.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Таблица 2.1 - Электропотребление, максимум нагрузок и число часов его использования Чеченской энергосистемы на перспективу до 2030 года

Расчётный вариант

Наименование показателей	Отчет		Прогноз											
	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
Темпы изменения, % в год	12,3	4,2	9,4	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,4
Максимум нагрузки, МВт	414	416	437	452	461	470	479	489	498	508	518	529	539	667
Темпы изменения, % в год	11,9	0,5	5,0	3,4	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,4
Число часов использования максимума нагрузки, час	4840	5020	5045	5070	5100	5140	5165	5173	5180	5167	5163	5180	5196	5170

Оптимистический вариант

Наименование показателей	Отчет		Прогноз											
	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2205	2245	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
Темпы изменения, % в год	12,3	4,2	2,7	2,7	4,4	7,1	3,4	4,4	1,5	1,6	2,0	2,2	2,8	2,5
Максимум нагрузки, МВт	414	416	437	443	448	455	468	485	500	515	530	545	560	720
Темпы изменения, % в год	11,9	0,5	5,0	1,4	1,1	1,6	2,8	3,6	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,5
Число часов использования максимума нагрузки, час	4840	5020	5045	5068	5138	5420	5450	5489	5404	5330	5280	5250	5250	5250



### 3. РАЗВИТИЕ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

В «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года» с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений (*распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р и от 05.10.2010 №1685-р*) развитие генерирующих источников на территории Чеченской Республики предусматривается путем расширения Аргунской ТЭЦ-4 до 50 МВт и строительства Грозненской ТЭЦ-3 мощностью 400 МВт. Ввод мощности Аргунской ТЭЦ-4 определен в 2019 г., на Грозненской ТЭЦ-3 - 1-го энергоблока ПГУ-200 (Т) планируется в 2020 г., 2-го ПГУ-200 (Т) в 2021-2025 г.г.

В рамках реализации инвестиционного проекта «Восстановление и реконструкция ТЭЦ-4 в г. Аргун Чеченской Республики» в январе 2010 г. компанией «КЭР-Холдинг» был закончен 1-й этап восстановления Аргунской ТЭЦ-4, включающий в себя восстановление 2-х энергетических котлов, оборудования, автоматики и АСУТП химического цеха, отопительной системы, насосного оборудования и турбины мощностью 6 МВт. Был проведен пуск турбины и выполнена задача теплоснабжения г. Аргун и сахарного завода.

В декабре 2009 г. Евразийский банк развития (ЕАБР) выделил ОАО «Аргунэнерго» кредит в размере 2,98 млрд. руб. на дальнейшую реализацию инвестпроекта. Установленная мощность Аргунской ТЭЦ-4 на конечном этапе восстановления должна составить 50 МВт.

Чеченская Республика располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Разработан энергетический проект по строительству каскада из 10 ГЭС на реке Аргун, рассчитанный на ближайшие 10-15 лет. Суммарная установленная мощность Аргунского каскада ГЭС составляет 721 МВт. Минэкономразвития России дало положительное заключение по этому проекту, финансирование строительства каскада ГЭС возможно на условиях госгарантий правительства РФ.

Строительство каскада ГЭС предусматривается в 3 очереди. Первоочередные ГЭС - Чири-Юртская (32 МВт) и Дуба-Юртская (49 МВт). Генеральным подрядчиком проекта Аргунского каскада ГЭС предполагается Словенская компания «Riko Group». На возведение 1-й очереди каскада ГЭС потребуется 4-5 лет.

В таблице 3.1 приведены основные технико-экономические показатели каскада Аргунских ГЭС.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели каскада Аргунских ГЭС

Наименование показателей	Един, измерен.	1-я очередь			2-я очередь					3-я очередь				Всего по каскаду	
		Чири-Юртская	Дуба-Юртская	Всего	Игум-Калинская	Зоны	Няхалойская	Кокадойская	Всего	Химойская	Шаро-Аргунская	Нежилой-ахкская	Улус-Кертская		Всего
Количество и мощность агрегатов	МВт	2x16	2x24,5		2x58,5	2x40	2x41,5	2x16		2x89	2x23,5	2x31,5	2x20		
Часы работы	час	12	12		6	6	6	6		6	6	6	6		
Общая установленная мощность	МВт	32	49	80	117	80	83	32	312	178	47	63	40	328	721
Гарантированная мощность	МВт	21	31,66	53	98	71,59	77,31	30	277	149	42,73	55,96	35,11	283	612
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт.ч	131	184	315	243,3	201	215	87	746,3	185,7	87,9	130,3	81,2	485,1	1546,4

В плане развития гидроэнергетики на территории Чеченской Республики имеются также инвестиционные проекты строительства мини ГЭС на Промышленном канале и Чернореченском водохранилище общей мощностью 9 МВт.

Выполнены предпроектные проработки строительства ветропарка на территории республики. В состав ветропарка входят 24 ВЭУ по 1,5 МВт каждая. Общая установленная мощность составляет 36 МВт, предполагаемая годовая выработка электроэнергии - 75 млн.кВт.ч. Предварительное размещение ветропарка планируется в Грозненском районе, между ст. Горячеводской и Петропавловской.

Комплексным НИИ РАН г. Грозный разработаны предложения по использованию энергии газодетандерных установок на газораспределительных станциях (ГРС) № 1 и № 2 в г. Грозном и на ГРС «Гудермес», «Ойсунгур», «Мескер-Юрт». По предварительным расчетам от каждой из ГРС может быть передано в энергосистему до 1,5 МВт мощности.

При формировании программы развития генерирующих источников в рамках настоящей работы выполнена оценка балансов мощности энергосистемы Чеченской Республики, складывающихся в рассматриваемый период, и определены условия покрытия потребности республики в мощности и электроэнергии для «расчетного» варианта уровней электропотребления в соответствии с вводами, предусмотренными в «Генеральной схеме...» с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений (распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р и от 05.10.2010 №1685-р). Кроме того, в «расчетном» варианте предусматривается ввод мощности 1-й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС в 2021-2030 г.г.

Для «оптимистического» варианта уровней электропотребления балансы мощности и электроэнергии разработаны с учетом предложений Минпромэнерго Чеченской Республики, поддержанных Минэнерго РФ, по вводам мощности электростанций в Чеченской Республике:

- приближение вводов мощности на Аргунской ТЭЦ-4 с 2019 г. на 2013 г., на Грозненской ТЭЦ-3 с 2020 г. на 2015-2016 г.г.;
- ввод 1-й и 2-й очередей каскада Аргунских ГЭС в 2016-2020 г.г. и третьей очереди в 2021-2030 г.г.;

Кроме того, рекомендуется в 2016-2020 г.г. ввод мощности ветропарка.

В таблице 3.2 приведены вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2030 года для «расчетного» и «оптимистического» вариантов.

Всего в период до 2030 года в «расчетном» варианте предполагается ввести 842 МВт генерирующих мощностей, в том числе: в период 2016-2020 г.г. - 250 МВт и в период 2021-2030 г.г. - 592 МВт.

В «оптимистическом» варианте в период до 2030 года предполагается ввести 1268 МВт, в том числе: до 2015 года - 270,5 МВт, в период 2016-2020 г.г. - 645,5 МВт и в период 2021-2030 г.г. - 352 МВт.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Таблица 3.2 - Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2030 года

Наименование	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2011-2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2016-2020г.	2021-2030 г.
<b>«Расчетный» вариант</b>														
1. Аргунская ТЭЦ-4	-										50		50	-
2. Каскад ГЭС на р.Аргун														392
3. Грозненская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	200	200	200
<b>ВСЕГО</b>	-										50	200	250	592
в т. ч. ГЭС	-	-	-	-	-	-		-						392
ТЭС	-										50	200	250	200
<b>«Оптимистический» вариант</b>														
1. Аргунская ТЭЦ-4	-		-	50	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
2. Каскад ГЭС на р.Аргун														
в т.ч. Чири-Юртская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-	32	-
Дуба-Юртская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	48	-	-	-	-	49	-
Итум-Калинская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117	117	-
Зоны ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	80	-
Нихалойская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83	83	-
Кокадойская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	32	-
3-я очередь каскада ГЭС														328
3. Ветропарк	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6	12	12	42	24
4. Грозненская ТЭЦ	-	-	-	-	-	200	200	200	-	-	-	-	200	-
5. Промканал	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	9	-
6. ДГА	-	-	2,5	2	2	2	8,5	2,5	-	-	-	-	2,5	-
<b>ВСЕГО:</b>	-		2,5	52	2	208	270,5	297,5	6	6	12	324	645,5	352
в т. ч. ГЭС	-		-	-	-	-	-	89	-	-	-	312	401	328
ТЭС и ТЭЦ	-		2,5	52	2	202	256	202,5	-	-	-	-	202,5	-
ВЭС	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6	12	12	42	24

В данной работе разработаны балансы мощности и электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года для «расчётного» и «оптимистического» вариантов спроса на электроэнергию.

При разработке балансов мощности и электроэнергии учтено недоиспользование мощности пиковых ГЭС второй очереди каскада Аргунских ГЭС в размере 150 МВт и размещение резерва мощности на Грозненской ТЭЦ в размере 30 МВт. Ветропарк учтён только в балансе электроэнергии (в связи с неопределённостью его участия в балансе мощности). Выработка электроэнергии на ГЭС принята согласно их технико-экономическим показателям. Число часов использования установленной мощности Аргунской ТЭЦ-4 принято в размере 6000 часов в год, а Грозненской ТЭЦ -5500 часов в год.

Балансы мощности и электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года приведены в таблицах 3.3 - 3.6.

Как видно из приведенных балансов мощности и электроэнергии, в «расчётном» варианте дефицит мощности и электроэнергии в ближайшие годы будет возрастать и может составить в 2017-2018 г.г. 500-510 МВт по мощности и 2480-2530 млн. кВт.ч по электроэнергии. В последующий период за счёт завершения строительства Аргунской ТЭЦ-4 и ввода Грозненской ТЭЦ дефицит мощности и электроэнергии будет уменьшаться и может составить в 2020 году 280 МВт по мощности и 1760 млн. кВт.ч по электроэнергии. В 2030 году с учетом ввода второго блока 200 МВт на Грозненской ТЭЦ и каскада ГЭС на р. Аргун Чеченская энергосистема будет самобалансироваться.

В «оптимистическом» варианте дефицит мощности и электроэнергии в 2011-2014 г.г. достигнет 437-439 МВт, а электроэнергии 2200-2260 млн. кВт.ч. К 2015 г. с вводом Аргунской и Грозненской ТЭЦ дефицит мощности уменьшается до 220 МВт, электроэнергии - до 1460 млн. кВт.ч. С вводом второй очереди Грозненской ТЭЦ (200 МВт) в 2016 г. Чеченская энергосистема до 2020 года практически будет самобалансироваться по мощности, а по электроэнергии образуются незначительные избытки (90-170 млн. кВт.ч.), а с вводом в 2020 г. 1-й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС избытки электроэнергии увеличиваются до 400 млн. кВт.ч. В период 2021-2030 г.г. с учетом ввода третьей очереди Аргунского каскада ГЭС в энергосистеме Чеченской Республики будут незначительные избытки как по мощности так и по электроэнергии (до 130 МВт и 470-480 млн. кВт.ч соответственно).

**Таблица 3.3 - Баланс мощности Чеченской энергосистемы в период до 2030 года, МВт**  
«Расчётный» вариант

Наименование показателей	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
Максимум нагрузки	414	416	437	452	461	470	479	489	498	508	518	529	539	667
Резерв мощности	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30
Итого потребность	414	416	437	452	461	470	479	489	498	508	518	529	539	697
<b>II. Покрытие</b>														
Установленная мощность электростанций, всего				6	6	6	6	6	6	6	6	56	256	848
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392
ТЭЦ	-	-	-	6	6	6	6	6	6	6	6	56	256	456
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разрывы мощности, всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая мощность электростанций, всего				6	6	6	6	6	6	6	6	56	256	848
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392
ТЭЦ	-	-	-	6	6	6	6	6	6	6	6	56	256	456
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Недоиспользование мощности	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150
Используемая в балансе мощность	-	-	-	6	6	6	6	6	6	6	6	56	256	698
Избыток(+), дефицит(-)	-414	-416	-437	-446	-455	-464	-473	-483	-492	-502	-512	-473	-283	1

**Таблица 3.4 - Баланс электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года.**

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА»**

«Расчетный» вариант

млн.кВт.ч

Наименование	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2650	3360
Итого потребность	2004	2089	2140	2190	2230	2270	2300	2360	2466	2515	2565	2617	2669	3360
<b>II. Покрытие</b>														
Выработка электроэнергии, всего	-	-	-	36	36	36	36	36	36	36	36	186	911	3360
в том числе:														
ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	690
ТЭЦ	-	-	-	-	-	36	36	36	36	36	36	186	911	2670
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>III. Избыток (+), дефицит (-)</b>	-2004	-2089	-2205	-2199	-2243	-2288	-2335	-2382	-2430	-2479	-2529	-2431	-1758	0
Число часов использования установленной мощности														
ТЭЦ	-	-	-	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	3321	3558	5855
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

**Таблица 3.5 - Баланс мощности Чеченской энергосистемы в период до 2030 года**

«Оптимистический» вариант

МВт

Наименование показателей	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление, млн. кВт.ч	2003,9	2088,5	2146	2205	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
Максимум нагрузки	414	416	437	443	448	455	468	485	500	515	530	545	560	720
Резерв мощности	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30
Итого потребность	414	416	437	443	448	455	468	485	530	545	560	575	590	750
<b>II. Покрытие</b>														
Установленная мощность электростанций, всего	-	-	-	6	8,5	60,5	62,5	270,5	568	574	580	592	916	1268
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	89	89	89	89	401	729
ТЭЦ	-	-	-	6	8,5	60,5	62,5	264,5	467	467	467	467	467	467
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	48	72
Разрывы мощности, всего	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	48	72
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	48	72
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	6	12	18	24	36	48	72
Располагаемая мощность электростанций, всего	-	-	-	6	8,5	60,5	62,5	264,5	556	556	556	556	868	1196
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	89	89	89	89	401	729
ТЭЦ	-	-	-	6	8,5	60,5	62,5	264,5	467	467	467	467	467	467
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Недоиспользование мощности	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	310
Используемая в балансе мощность	-	-	-	6	8,5	60,5	62,5	264,5	556	556	556	556	718	886
Избыток(+), дефицит(-)	-414	-416	-437	-437	-439,5	-394,5	-405,5	-220,5	26	11	-4	-19	128	136



ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА»

Таблица 3.6 - Баланс электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2030 года.

«Оптимистический» вариант

млн.кВт.ч

Наименование	2008г. отчет	2009г. отчет	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
<b>I. Потребность</b>														
Электропотребление	2003,9	2088,5	2146	2205	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
Итого потребность	2003,9	2088,5	2146	2205	2302	2466	2551	2662	2702	2745	2800	2861	2940	3780
<b>II. Покрытие</b>														
Выработка электроэнергии, всего	-	-	-	30	42	302	344	1202	2597	2919	2931	2955	3354	4258
в том числе:														
ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	160	315	315	315	690	1546
ТЭЦ	-	-	-	30	42	302	344	1190	2101	2568	2568	2568	2568	2568
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	12	24	36	48	72	96	144
<b>III. Избыток (+), дефицит (-)</b>	-2003,9	-2088,5	-2146	-2175	-2260	-2164	-2207	-1460	-105	174	131	94	414	478
Число часов использования установленной мощности														
ТЭЦ	-	-	-	5000	5000	5000	5500	4500	4500	5500	5500	5500	5500	5500
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

#### 4. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА.

##### 4.1. Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ

Схема развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики разработана для уровня нагрузок, соответствующего «расчетному» варианту (по данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ на период 2011-2017 г.г.) таблица 4.1. В качестве расчетного для этапа развития энергосистемы 2015 г. принято потребление в собственный максимум энергосистемы величиной 489 МВт.

При определении расчётных электрических нагрузок существующих и новых подстанций 110 кВ использованы все имеющиеся материалы о перспективе социально-экономического развития Чеченской республики, в том числе:

- информация ОАО «Нурэнерго» о заключенных договорах на технологическое присоединение потребителей в 2009 г. и в 1-м полугодии 2010г.;

- реестр заявок на технологическое присоединение новых крупных потребителей (нагрузка свыше 1 МВт) к сетям ОАО Нурэнерго» с распределением их по цетрам питания 35 и 110 кВ;

- сведения ОАО «Нурэнерго» о выданных технических условиях на присоединение новых потребителей к энергосистеме;

- сведения ОАО «Нурэнерго» о загрузке трансформаторов на подстанциях 35 и 110 кВ в 2008-2010 г.г.

- информация о перспективах социально-экономического развития Чеченской Республики;

В результате обработки вышеперечисленной информации определены расчётные электрические нагрузки действующих подстанций и новых подстанций 35 и 110 кВ, строительство которых потребуется осуществить в период до 2015 года.

В таблице 4.2 показаны основные составляющие, из которых складывается максимальная нагрузка существующих и новых подстанций 110 кВ на расчетном этапе 2015 года и в соответствии с расчетной максимальной нагрузкой подстанций даны рекомендации по мощности трансформаторов в 2015 г.

Расчет максимальной нагрузки подстанций 110 кВ выполнялся исходя из следующих условий:

- за исходную принята нагрузка подстанций в максимум режимного дня 16.12.2009 г.;

- естественный рост нагрузки на существующих подстанциях принят 1,0 % в год;

- учитывались наиболее крупные новые потребители с нагрузкой выше 1 МВт в соответствии с данными реестра заявок на техприсоединение потребителей к сетям ОАО «Нурэнерго» (Приложение Б);

- расчётная нагрузка новых потребителей определена с учётом коэффициента одновременности их максимумов нагрузки 0,9.

В таблице 4.3 приведены нагрузки подстанций 110 кВ Чеченской энергосистемы, принимаемые для расчетов режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше в максимум нагрузки энергосистемы на этапе 2015 г. При определении нагрузок подстанций 110 кВ, приведенных в таблице 1.3, для нагрузок новых потребителей (кроме ГНПЗ) применялся коэффициент их попадания в максимум нагрузки энергосистемы равный 0,9.

**Таблица 4.1 - Электропотребление, максимум нагрузок и число часов его использования Чеченской энергосистемы на перспективу до 2030 года**  
Расчётный вариант

Наименование показателей	Отчет		Прогноз											
	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2030г.
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2205	2235	2279	2324	2371	2418	2466	2515	2565	2617	2669	3360
Темпы изменения, % в год	12,3	4,2	9,4	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,4
Максимум нагрузки, МВт	414	416	437	452	461	470	479	489	498	508	518	529	539	667
Темпы изменения, % в год	11,9	0,5	5,0	3,4	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,4
Число часов использования максимума нагрузки, час	4840	5020	5045	5070	5100	5140	5165	5173	5180	5167	5163	5180	5196	5170

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА»

Таблица 4.2 - Распределение электрических нагрузок существующих, проектируемых и перспективных потребителей Чеченской Республики по центрам питания 110 кВ

п/п	Наименование подстанций	Существующее состояние на 1.01.2010г.		Расчетные величины на 2015 год				
		Мощность тр-ров, МВА	Максимум нагрузки подстанции МВА	Нагрузка с учетом естественного роста, МВА	Перевод нагрузки на другие ПС, МВА	Новые нагрузки по ТУ и перспектива, МВА	Максимальная нагрузка подстанции, МВА	Рекомендуемая мощность тр-ров, МВА
1.	ПС 110/35/10 кВ Шелковская	2х 10	5,6	5,9	-	-	5,9	2х 10
2.	ПС 110/35/10 кВ Ищерская	1х10, 1х16	18,6	19,5	5,3 (ПС 35кВ Горская-3, Горская-1, Калаус) на новую ПС 110 Горская-3	-	14,2	2х25
3.	ПС 110/35/10 кВ Наурская	2х 16	17,6	18,5	-	-	18,5	2х 16
4.	ПС 110/35/10 кВ Червленная	2х6,3	2,2	2,4	-	-	2,4	2х6,3
5.	ПС 110/35/6 кВ Горячейсточненская	2х 16	7,3	7,7	-	-	7,7	2х 16
6.	ПС 110/35/10 кВ Каргалиновская	1 х 10	4,8	5,0	-	-	5,0	2х10
7.	ПС 110/10 кВ Алпатово	1 х 6,3	1,3	1,3	-	-	1,3	1 х 6,3
8.	ПС 110/35/10 кВ Горец	2х25	31,5	33,1	-	1,7-Чечен-мелиоеодхоз (ПС 35 кВ Урус-Мартан)	34,8	2 х 25 (при усл. ст.-ва в 2016-2017 г. в р-не новой ПС 110 кВ)
9.	ПС 110/35/10 кВ Самашки	2х 16	22,5	23,6	12,4 (ПС 35кВ Асиновская, и Катыр-Юрт) на новую ПС 110 Ачхой-Мартан	-	11,2	2х 16
10.	ПС 110/35/10 кВ Восточная	1х25, 1х16	17,2	18,1	-	-	18,1	2х25

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Продолжение таблицы 4.2

п/п	Наименование подстанций	Существующее состояние на 1.01.2010г.		Расчетные величины на 2015 год				
		Мощность тр-ров, МВА	Максимум нагрузки подстанции МВА	Нагрузка с учетом естественного роста, МВА	Перевод нагрузки на другие ПС, МВА	Новые нагрузки по ТУ и перспектива, МВА	Максимальная нагрузка подстанциям, МВА	Рекомендуемая мощность тр-ров, МВА
11.	ПС 110/35/6 кВ Октябрьская	1 X 16	13,5	14,1	7,1 -на новую ПС 110 кВ Восточная-2	-	7,0	2x16
12.	ПС 110/35/10 кВ Северная	2x25	28,9	30,3	10,0 - на новую ПС 110 кВ Комсомольская	2,2-МинБанк, 4,5 -«Грозный Сити»	27,0	2x40
13.	ПС 110/10 кВ Холодильник	1 x25	8,8	9,3	-	-	9,3	2x25
14.	ПС 110/10 кВ Южная	1 x 16	18,2	19,1		3,0-Респ. больница, 4,5 - «Грозный Сити»	26,6	2x25
15.	ПС 110/35/10 кВ ГРП	1 x 16 1 x25	29,0	30,5		2,5- кирпич, 3-д, 1,6-стекол. и консервный, 3-ды, 5,4-ВНС-9	40,0	2 x 25 (при условии перевода части нагрузки на ПС №84 и Горец при откл. одного тр-ра)
16.	ПС 110/35/6 кВ Ойсунгур	1 x 16 2x25	49,6	52,1	9,1 (ПС 35 кВ Бачи-Юрт, Курчалой) на новую ПС 110 кВ Курчалой		43,0	2 X 25 (с учетом резервирования по ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Курчалой )

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Продолжение таблицы 4.2

п/п	Наименование подстанций	Существующее состояние на 1.01.2010г.		Расчетные величины на 2015 год				
		Мощность тр-ров, МВА	Максимум нагрузки подстанции МВА	Нагрузка с учетом естественного роста, МВА	Перевод нагрузки на другие ПС, МВА	Новые нагрузки по ТУ и перспектива, МВА	Максимальная нагрузка подстанции, МВА	Рекомендуемая Мощность тр-ров, МВА
17.	ПС 110/35/6 кВ Гудермес	2 x 16	28,9	30,3	15,3 -на новую ПС 110 кВ Гудермес-2	0,9-Аквапарк, 1,1-консерв.з-д (ПС 35 кВ Медтехника)	17,0	2x25
18.	ПС 110/35/6 кВ Цементзавод	2 x 25	19,7	20,7	-	4,0 ПКФ «Казбек»	24,7	2x25
19.	ПС 110/35/10 кВ Шали	2 x 16	28,3	29,7	-	1,0-в/ч 5157 (ПС 35 кВ Ведено)	30,7	2 x 25 (при условии стр.-ва до 2017 г. ПС 110 кВ Шали-2)
20.	ПС 110/10 кВ № 84	1 x 16	15,6	16,3	-	3,9-Грозн. газоперерабат. з-д	20,2	2x16
21.	ПС 110/35/10 кВ Аргунская ТЭЦ	2 x 16	19,5	20,5	-	6,5-сах. завод, 2,7-комб-т строймат	29,7	2x 16*
22.	ПС 110/35/10 кВ Консервная	2 x 16	16,3	17,1	4,0 - на новую ПС 110 кВ Комсомольская	-	13,1	2x 16
23.	ПС 110/6 кВ АКХП	1 x 10	2,2	2,3	-	-	2,3	2x10
24.	ПС 110/27,5/10 кВ Ищерская тяг.	1 x 25	-	-	-	-	Нет данных	2x25

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Продолжение таблицы 4.2

п/п	Наименование подстанций	Существующее состояние на 1.01.2010г.		Расчетные величины на 2015 год				
		Мощность тр-ров, МВА	Максимум нагрузки подстанции МВА	Нагрузка с учетом естественного роста, МВА	Перевод нагрузки на другие ПС, МВА	Новые нагрузки по ТУ и перспектива, МВА	Максимальная нагрузка подстанции, МВА	Рекомендуемая Мощность тр-ров, МВА
25.	ПС 110/35/27,5 кВ Терек тяг.	2 x 25	-	-	-	-	Нет данных	2x25
26.	ПС 110/27,5/10 кВ Гудермес тяг.	1 x 40	-	-	-	-	Нет данных	1x40, 1x25
27.	ПС 110/35/10 кВ Восточная-2	-	-	-	-	7,1- пер. с ПС Октябрьская	13,0	2x25
28.	ПС 110/10 кВ Гудермес-Сити	-	-	-	-	11,7+ 10,0**	21,7	2x25
29.	ПС 110/6 кВ ГНПЗ	-	-	-	-	21,6	21,6	2x25
30.	ПС 110/35/10 кВ Курчалой					9,1(ПС 35кВ Бачи-Юрт, Курчалой) пер. с ПС Ойсунгур	9,1	2x16
31.	ПС 110/35/10 кВ Ачхой-Мартан	1 x 4, 1 x 3,2 (сущ. ПС 35 кВ)	7,8	8,2		4,2 (ПС 35кВ Асиновская и Катыр-Юрт) пер. с ПС Самашки	12,4	2x16
32.	ПС 110/35/6 Горская-3	1 x 1,8 (сущ. ПС 35 кВ)	1,0	1,1		4,2 (ПС 35кВ Горская-1, Калаус) пер. с ПС 110 кВ Ицкерская	5,3	2x16

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

33.	ПС 110/35/10 Гудермес-2	-	-	-	-	15,3 - пер. с ПС Гудермес гор.	15,3	2x25
34.	ПС 110/10-10 Комсомольская					10 - пер. с ПС Северная, 4,0 - пер с ПС Консервная.	14,0	2x25

\*) - мощность трансформаторов с учетом генерации ТЭЦ на шины 10 кВ;

\*\*) - перспективный рост нагрузки в последующий период после 2015 г.



**Таблица 4.3 - Расчетные нагрузки подстанций напряжением 110 кВ  
в максимум энергосистемы Чеченской Республики на 2015 г.**

(«Расчетный вариант»)

Наименование ПС	17.12.2008 г.* (отчет)		16.12.2009 г.* (отчет)		2015 г. (прогноз)			
	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>
Грозный-330 (шины 110 кВ)с.н.	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1		50,0
Цементзавод	19,0	6,1	19,0	5,1	23,6	7,3		
Шали	24,0	6,7	27,5	6,5	29,4	8,8		
Аргунская ТЭЦ	13,0	3,1	19	4,5	28,3	9,0	6,0	2,8
Южная	14,8	4,0	17,6	4,8	25,3	8,2		
ГРП	23,0	6,2	28	7,6	38,0	12,5	2,0	1,2
Холодильник	7,4	2,0	8,5	2,3	8,9	2,6		
Северная	31,0	5,9	28,5	4,5	26,0	7,3		
Восточная	18,8	5,1	16,6	4,5	17,4	5,0		
АКХП	3,0	0,8	2,1	0,6	2,2	0,7		
Гудерм. гор.	20,9	11,3	25,4	13,7	15,0	8,0		
Шелковская	4,0	1,1	5,4	1,5	5,7	1,6		
Горячийсточенская	8,8	3,4	7	1,9	7,4	2,1		
Червленая	4,6	2,2	2,0	1,0	2,1	1,1		
Терек тяг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2		
Наурская	25,0	6,8	17	4,6	17,9	4,8		
ПС №84	14,9	4,0	15	4,1	19,3	6,0		
Алпатове	0,7	0,2	1,2	0,3	1,3	0,3		
Ищерская тяг.	0,3	0,1	0,0	0,0	0,5	0,2		
Ищерская	24,3	6,6	17,9	4,9	13,7	3,7		
Самашки	19,3	8,7	20,5	9,3	10,2	4,6		
Горец	34,2	11,7	29,6	10,2	32,8	11,6		
Октябрьская	12,8	3,5	13,0	3,5	6,8	1,8		
Гудермес тяг	0,3	0,1	0,1	0,0	0,5	0,2	2,5	1,5
Ойсунгур	42,0	20,0	44,8	21,3	38,8	18,5	2,0	1,2
Каргалинская	5,0	1,4	4,6	1,2	4,8	1,3		
Консервная	-	-	16,0	3,2	12,8	2,6	2,0	1,2
Гудермес-Сити					10,5	5,2		
Восточная-2					6,9	1,8		
Курчалой					8,2	3,9		
Ачхой-Мартан					11,3	5,1		
ГНПЗ					19,4	9,5		
Горская-3					5,1	1,4		
Гудермес-2					13,5	7,3		
Комсомольская					13,4	4,0		
<b>Итого по энергосистеме:</b>	<b>371,3</b>	<b>121,1</b>	<b>386,5</b>	<b>121,2</b>	<b>477,7</b>	<b>168,3</b>	<b>14,5</b>	<b>57,9</b>
<i>Потери в сети</i>					11,3			
<b>Собственный максимум:</b>	<b>414,0</b>		<b>416,0</b>		<b>489,0</b>			

\*)-нагрузки подстанций 110 кВ для максимума нагрузки энергосистемы в режимные дни

Нагрузка Чеченской энергосистемы в другие характерные периоды времени года и суток 2015 года (зимний минимум и летний максимум и минимум нагрузок) определена на основании анализа показателей режима электропотребления энергосистемы в режимные дни 2008-2009 гг. и изменения структуры электропотребления в расчетный период в результате присоединения к энергосистеме новых крупных потребителей (таблица 4.4).

**Таблица 4.4 Расчетная нагрузка и показатели режима электропотребления Чеченской энергосистемы в характерные периоды времени года и суток за 2008-2009 гг. и на 2015 год.**

Расчетный вариант			
Наименование режима и показателей	2008 г.	2009 г.	2015 г.
<i>Зимний режимный день</i>	17.12.2008г.	16.12.2009г.	прогноз
Максимум нагрузки	392	401	<b>489</b>
Минимум нагрузки	298	286	<b>357</b>
<i>Летний режимный день</i>	18.06.2008г.	17.06.2009г.	прогноз
Максимум нагрузки	266	275	<b>356</b>
Минимум нагрузки	160	174	<b>228</b>
Суточная неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>мин</sub> /Р <sub>макс</sub> ) % графика рабочего дня			
зима	0,760	0,713	0,73
лето	0,601	0,633	0,64
Годовая неравномерность электрической нагрузки (Р <sub>макс.летн.</sub> /Р <sub>макс.зимн.</sub> ),%	0,678	0,685	0,728

Расчеты для «оптимистического варианта» развития энергосистемы Чеченской Республики выполнялись для уровня потребления энергосистемы в зимний максимум 2015 г. 525-530 МВт. Такой уровень нагрузки определен в результате принятого более высокого естественного роста нагрузки на действующих подстанциях (до 1,5 %), кроме того учтены проработки по восстановлению 2-й очереди Чири-Юртовского цементного завода с увеличением электрической нагрузки на 20 МВт и увеличение нагрузки в г. Грозном за счет более высоких темпов строительства в центральной его части, а также потребление на собственные нужды Грозненской ТЭЦ.

#### **4.2. Развитие электрических сетей 330 кВ на территории энергосистемы Чеченской Республики**

Основные направления развития электрической сети напряжением 330 кВ и выше в юго-восточной зоне ОЭС Юга (Кабардино-Балкарская, Северо-Осетинская Чеченская и Дагестанская энергосистемы) определены в работе «Корректировка Схемы развития ОЭС Юга на период до 2020 года, включая схему развития электрических сетей напряжением 220 кВ и выше», ОАО «ЮИЦЭ» «Южэнергосетьпроект», 2006 г. Дополнительное

обоснование и уточнение схемы и параметров электросетевых объектов, рекомендованных для строительства вышеупомянутой работой, было выполнено при разработке «Схемы развития ЕЭС и ОЭС России, включая развитие Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) напряжением 220 кВ и выше на перспективу до 2015 г.», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2010 г. и в работе «Схема и программа развития единой энергетической системы России на период 2010-2016 гг.», 2010 г.

Покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется через ПС 330/110 кВ Грозный и по связям 110 кВ от Дагестанской, Северо-Осетинской, Ингушской и Ставропольской энергосистем. ПС 330 кВ Грозный включена в транзит 330 кВ Владикавказ-2 - Чирюрт, который также обеспечивает передачу мощности из ОЭС Юга в Дагестан и экспорт в энергосистему Азербайджана, а в летний период при наличии в Дагестанской энергосистеме значительных избытков мощности - их выдачу в ОЭС Юга.

В максимум зимнего режимного дня 17.12.2008 г. при суммарном потреблении республики 382 МВт через ПС 330 кВ Грозный при одном АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА в сеть 110 кВ передавалось 114 МВт (нагрузка АТ 125 МВА - 123 МВА). В 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный был введен второй АТ 330/110 кВ 125 МВА. В режимный день 16.12.2009 г. при потреблении республики 390 МВт суммарная нагрузка АТ 2x125 МВА на ПС Грозный достигала 201,5 МВА.

Анализ загрузки связей 110 и 330 кВ энергосистемы Чеченской республики с энергосистемами соседних субъектов РФ показал, что наиболее загруженными в максимум энергосистемы 2008 г. при наличии одного АТ 125 МВА на ПС Грозный были обе ВЛ 110 кВ Моздок - Ищерская (перетоки по каждой ВЛ достигал 55-60 МВт) и ВЛ 110 кВ Плиево - Самашки - ГПР (до 75 МВт). С вводом в 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА нагрузка ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок снизилась до 40-43 МВт на цепь и от ПС 110 кВ Плиево до 42 МВт.

По имеющейся информации максимальная нагрузка энергосистемы Чеченской республики в ОЗП 2009-2010 г.г. достигала 437 МВт. Как показали выполненные расчеты, даже с учетом выполнения в 2011-2012 г.г. первоочередных мероприятий по усилению межсистемных связей 110 кВ (строительство ВЛ 110 кВ Плиево - Горец и др.) и замыкании всех связей по сети 110 кВ Чеченской энергосистемы с соседними энергосистемами в максимум 2012-2013 г. при потреблении энергосистемы 460-470 МВт нагрузка ПС Грозный с двумя АТ по 125 МВА составит около 195 МВА (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 22). При отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка второго будет достигать 158 МВА или 127 % его номинальной мощности (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 23).

Для исключения перегрузки АТ на ПС Грозный в ремонтных схемах согласно Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 г. предусматривается установка третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА.

При установке третьего АТ 330/110 кВ на ПС Грозный его подключение к ОРУ 330 кВ рекомендуется выполнить через два выключателя (аналогично подключению ВЛ 330 кВ). Присоединение третьего АТ к ОРУ 110 кВ, выполненному по схеме 110-9 (одна секционированная система сборных шин), рекомендуется выполнить через развилку из разъединителей или выключателей. Такое присоединение третьего АТ к ОРУ 110 кВ обеспечит сохранение в работе не менее двух АТ при выводе в ремонт или отключении одной из секций шин 110 кВ. Следует заметить, что подключение АТ через развилку из выключателей обеспечивает его автоматическое сохранение в работе при аварийном отключении секции шин 110 кВ, тогда как при подключении через развилку из разъединителей потребуются выполнение оперативных переключений для ввода в работу отключившегося АТ.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети Чеченской энергосистемы напряжением 110-330 кВ для схемы сети 110 кВ, планируемой на 2015 г.,

при потреблении энергосистемы 490 МВт показал, что суммарная нагрузка автотрансформаторов 3x125 МВА на ПС Грозный в нормальной схеме составляет 241 МВА. При отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка оставшихся в работе не превышает 210 МВА (84 % их номинальной мощности), перетоки мощности по связям 110 кВ с соседними энергосистемами не превышают допустимых величин (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 листы 4, 5 и 10).

При отключении одной из секций шин 110 кВ на ПС 330 кВ Грозный и двух АТ 330/110 кВ в максимум нагрузок 2015 г. нагрузка оставшегося в работе АТ 125 МВА составит 154 МВА (123% номинальной мощности), чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 9. Такая перегрузка АТ допустима в аварийных режимах не менее 2-х часов (ПТЭ 2003 г., п. 5.3.15), что вполне достаточно для оперативных переключений по вводу в работу отключившегося АТ в случае его присоединения к ОРУ 110 кВ через развилку из разъединителей.

При увеличении потребления Чеченской энергосистемы до 530 МВт суммарная нагрузка автотрансформаторов на ПС Грозный в нормальной схеме увеличивается до 262 МВА, а при отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ нагрузка оставшихся в работе не превышает 232 МВА (93 % их номинальной мощности).

Из выше приведенных данных следует, что установка на ПС Грозный трех АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый обеспечит надежное электроснабжение потребителей на территории Чеченской Республики при росте потребления на ее территории до 490 МВт, что соответствует прогнозируемому уровню потребления в «расчетном» варианте на 2015 г.

Таким образом, строительство нового центра питания сети 110 кВ (новой ПС 330 кВ) в энергосистеме Чеченской Республики может быть отнесено за 2015 г.

**Развитие межсистемных связей по усилению транзита 330 кВ ОЭС Юга - Дагестан.** При прогнозируемом в период до 2015 г. росте нагрузки в Дагестанской и Чеченской энергосистемах и планируемом экспорте из Дагестанской энергосистемы в Азербайджан балансовый переток мощности из ОЭС Юга в сечении между ОЭС и Дагестанской и Чеченской энергосистемами может достигать в 2011-2012 г.г. 820-835 МВт, а в 2013-2014 г.г. - 850-920 МВт.

В летний период Дагестанская энергосистема избыточна по мощности. В вечерний и дневной максимумы нагрузки летних суток 2008-2009 г.г. избытки мощности составляли 290-945 МВт практически при нулевом перетоке по связям с энергосистемой Азербайджана. При выдаче полной мощности ГЭС Дагестана избытки мощности могут достигать 1050-1100 МВт.

Пропускная способность по статической устойчивости существующих связей 110 и 330 кВ в сечении между ОЭС Юга и Дагестанской энергосистемой (ВЛ 330 кВ Чирюрт - Буденновск и Чирюрт - Грозный - В-2 и шунтирующие их ВЛ 110 кВ) в направлении из Дагестанской энергосистемы в ОЭС составляет 900-950 МВт.

Как видно из приведенных выше данных, пропускная способность существующих связей Дагестанской энергосистемы с ОЭС Юга, обеспечивающих транзит мощности из ОЭС в Дагестанскую энергосистему и выдачу избытков мощности Дагестанской энергосистемы в ОЭС, не соответствует требуемым перетокам мощности по этим связям.

Покрытие расчетного дефицита мощности Чеченской и Дагестанской энергосистем предусматривается за счет перетоков мощности из ОЭС Юга, для чего потребуется обеспечить необходимую пропускную способность сети 330 кВ, связывающей энергосистемы с ОЭС.

Для усиления связей ОЭС с Дагестанской энергосистемой выполнен проект и ведется строительство ВЛ 330 кВ Моздок - Артём с ПС 330 кВ Артем и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт - Махачкала. Ввод этой ВЛ протяженностью 274 км (в том числе 125 км по территории Чеченской Республики) в Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС»

намечен на 2011 г. и обеспечит увеличение допустимого по статической устойчивости перетока мощности по связям Дагестанской и Чеченской энергосистем с ОЭС в нормальной схеме с учетом перетоков по сети 110 кВ до 1230 МВт на выдачу из Дагестана и до 900 МВт на прием мощности в Дагестан. В послеаварийных режимах допустимый переток по связям ОЭС с Дагестанской энергосистемой снижается до 930 МВт на выдачу и до 700-750 МВт на прием мощности в Дагестанскую энергосистему. Допустимые перетоки на прием в Дагестан определены при условии замены на ПС 330 кВ В-2 синхронного компенсатора с располагаемой мощностью 32 Мвар на два СТК с генерацией реактивной мощности не менее 100 Мвар. В случае, если в 2011 г. на ПС В-2 не будут установлены СТК, то допустимые по статической устойчивости перетоки мощности снижаются на 30-40 МВт.

Из приведенных выше данных следует, что ввод ВЛ 330 кВ Моздок - Артём обеспечивает необходимую пропускную способность сети на передачу мощности из ОЭС в Дагестанскую энергосистему лишь в нормальной схеме сети 330 кВ. В послеаварийных же режимах экспортный переток в Азербайджан в размере 300 МВт может быть обеспечен лишь за счет ввода резерва мощности на Ирганайской или Чиркейской ГЭС на 100-150 МВт.

Для дальнейшего увеличения пропускной способности сети 330 кВ в направлении Дагестанской энергосистемы в инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» предусматривается строительство:

- в 2012-2013 г.г. ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 (увеличивает пропускную способность на 50 МВт в нормальной схеме и на 80-90 МВт в послеаварийных режимах);
- в 2013-2015 г.г. ВЛ 500 кВ Невинномысск - Моздок с ПС 500 кВ Моздок (увеличивает пропускную способность сети 330 кВ на 180-200 МВт в нормальной схеме и на 120-250 МВт в послеаварийных режимах).

Ввод в эксплуатацию выше названных объектов обеспечит пропускную способность связей Дагестанской и Чеченской энергосистем с ОЭС в нормальной схеме до 1330 МВт на выдачу мощности из Дагестанской энергосистемы и до 1130 МВт на прием мощности из ОЭС в Дагестан. В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 330 или 500 кВ допустимый переток с 20 % запасом по статической устойчивости в сечении ОЭС Юга - Дагестанская и Чеченская энергосистемы снижается до 870 МВт при передаче мощности в Дагестан и до 1070 МВт при выдаче мощности из Дагестана в ОЭС Юга.

Анализ складывающихся в период 2014-2020 г. балансов мощности в юго-восточной зоне Северного Кавказа для «расчетного» варианта (таблица 1.5) показал, что при прогнозируемом росте нагрузки и увеличении с 2015 г. экспорта в Азербайджан и Иран (до 500 МВт) переток мощности в сечении ОЭС Юга - Дагестанская и Чеченская энергосистемы уже в 2016 г. превысит величину предельно допустимую по статической устойчивости.

**Таблица 4.5 - Планируемые перетоки мощности по связям 110 и 330 кВ в сечении между ОЭС Юга и Дагестанской, Чеченской энергосистемами в зимний период 2014-2020 гг., МВт**

(«оптимистический» вариант баланса мощности)

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
<b>1. Собственный дефицит мощности энергосистем</b>							
Дагестанской: в максимум нагрузок	162	190	207	240	270	295	320
в минимум нагрузок	529	540	552	565	579	595	610
Чеченской: в максимум нагрузок	473	483	492	502	512	473	283
в минимум нагрузок	345	352	358	366	373	336	164
<b>Итого требуемый переток для покрытия дефицита:</b>							
в максимум нагрузок	635	673	699	742	782	748	603
в минимум нагрузок	874	892	910	931	952	931	774
<b>2. Экспорт из Дагестанской энергосистемы:</b>							
максимум нагрузок	300	500	500	500	500	500	500
в минимум нагрузок	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. Всего планируемый переток с учетом экспорта:</b>							
в максимум нагрузок	935	1173	1199	1242	1282	1248	1103
в минимум нагрузок	874	892	910	931	952	931	774
<b>4. Допустимый переток по статической устойчивости:</b>							
В полной схеме	<b>1130</b>						
При отключении одной ВЛ 330 кВ (наименьшая величина с $K_{зап.} = 20\%$ )	<b>873</b>						

В складывающейся ситуации для обеспечения планируемого увеличения экспорта в Азербайджан и Иран представляется целесообразным обеспечить снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой за счет снижения дефицита мощности в Чеченской энергосистеме. В этом плане предлагается приблизить сроки ввода генерирующих мощностей в энергосистеме Чеченской Республики, в соответствии с предложением Правительства Чеченской Республики, которое одобрено Минэнерго РФ. Предлагается обеспечить в 2013-2016 гг. ввод мощности на Аргунской ТЭЦ-4 (увеличение на 50 МВт) и на Грозненской ТЭЦ-3 400 МВт в 2015-2016 гг. (развитие энергосистемы по «оптимистическому варианту» см. I этап «Программы...», таблица 3.2). Тем самым будет обеспечено снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой до величины допустимых по статической устойчивости перетоков мощности и создан достаточный резерв пропускной способности сети.

Необходимо также отметить, что в настоящее время покрытие потребности в электроэнергии Чеченской Республики осуществляется при дефиците реактивной мощности (полное отсутствие источников реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы). Потребность в реактивной мощности порядка 185 Мвар покрывается за счет внешних перетоков 158 Мвар (85 %) и 27 Мвар (15 %) - генерация ВЛ 110 кВ. В связи с большими перетоками активной и реактивной мощности по сети 110 кВ Чеченской Республики напряжение в максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 г. в сети 110 кВ поддерживалось в пределах 98-113 кВ, наиболее высокие напряжения в районе, прилегающем к ПС 330 кВ Грозный.

Как будет показано ниже в подразделе «Условия регулирования напряжения и размещение источников реактивной мощности», в «расчетном» варианте покрытия потребности энергосистемы Чеченской Республики на уровне 2015 г., ориентированном на получение электроэнергии из ОЭС, для обеспечения напряжения в сети 110 кВ в нормальном режиме близким к 1,05 номинального (115 кВ) потребуется ввод мощности компенсирующих устройств для генераций реактивной мощности в сети энергосистемы не менее 115-120 Мвар. При вводе в Чеченской энергосистеме до 2015 г. электростанций в предлагаемом объеме практически полностью решается проблема дефицита реактивной мощности в энергосистеме.

Если не будет принят «оптимистический» вариант развития энергосистемы Чеченской Республики (ускоренный ввод мощности на ТЭС в энергосистеме Чеченской Республики), то как было выше отмечено, для увеличения объема экспорта электроэнергии в Азербайджан и Иран с 2015 г. потребуется обеспечить повышение пропускной способности сети 330 кВ в направлении Дагестанской энергосистемы (строительство новой ВЛ 330 либо 500 кВ от проектируемой ПС 500 кВ Моздок в район гг. Махачкалы, Буйнакска). Решение такой задачи в рамках выполняемой работы не представляется возможным и должно решаться при проработке развития основной сети ОЭС Юга на перспективу до 2020-2030 гг.

В зависимости от принятого решения по обеспечению экспортных перетоков мощности через территорию Чеченской энергосистемы будет определяться напряжение и размещение нового центра питания сети 110 кВ. При развитии энергосистемы по «расчетному» варианту строительство нового питающего центра сети 110 кВ (ПС 330 кВ) может потребоваться лишь к 2020 г. Наиболее предпочтительным пунктом для размещения нового центра питания сети 110 кВ является район г. Гудермеса, где интенсивно развивается промышленность и инфраструктура.

В «оптимистическом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики развитие сети 330 кВ на территории энергосистемы потребуется также к 2020 г. и будет обусловлено необходимостью выдачи мощности второй очереди каскада Аргунских ГЭС.

Для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС (312 МВт) рекомендуется строительство ПС 330/110 кВ Шатой, на которую по ВЛ 110 кВ и ВЛ 330 кВ Итум-Калинская ГЭС - Шатой предлагается присоединять ГЭС и далее по ВЛ 330 кВ Шатой - Грозный и Шатой - Гудермес - Владикавказ-500 выдавать избыточную мощность в сеть объединенной энергосистемы Юга.

Для выдачи мощности 3-ей очереди каскада Аргунских ГЭС рекомендуется строительство ВЛ 330 кВ Химойская ГЭС - Шатой и строительство ВЛ 330 кВ Химойская ГЭС - Ботлих (связь Андийского каскада ГЭС с Чеченской энергосистемой).

В данной работе даны лишь предварительные рекомендации по выдаче мощности каскада Аргунских ГЭС. Схема выдачи мощности каскада Аргунских ГЭС должна детально прорабатываться при проектировании каскада ГЭС в соответствии с принятыми сроками ввода, устанавливаемого на ГЭС оборудования и уточнения энергетических показателей.

Карта-схема электрических сетей напряжением 110-330 кВ энергосистемы Чеченской Республики в период 2010-2020 г.г. и до 2030 года при вводе генерирующих мощностей в энергосистеме по «оптимистическому» варианту развития приведена на чертеже 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 2.

#### 4.3. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ

Из анализа существующего состояния, режимов работы электрических сетей 110 кВ и прогнозируемого роста электрических нагрузок Чеченской энергосистемы вытекают следующие основные задачи развития сети в период до 2015 г.:

- усиление межсистемных связей энергосистемы Чеченской Республики с энергосистемами соседних субъектов РФ;
- формирование внутренней сети энергосистемы с целью повышения надежности электроснабжения потребителей;
- снижение загрузки сети 35 кВ, которая существенно повысившись в последние годы привела к увеличению потерь электрической энергии в сети;
- увеличение мощности трансформаторов на ряде подстанций 110 кВ, где загрузка трансформаторов в последние годы достигала 70- 90 % их номинальной мощности;
- проведение реконструкции и техпервооружения ряда ВЛ и ПС, выработавших свой эксплуатационный ресурс;
- изменение схем подстанций для повышения надежности электроснабжения потребителей

При разработке рекомендаций по развитию сети 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики на 2011-2015-2020 гг. учитывались следующие документы:

- «Долгосрочная инвестиционная программа ОАО «Нурэнерго» на 2009-2015 гг.;
- «Программа восстановления и завершения строительства пусковых объектов электроэнергетики на территории Чеченской Республики на 2011-2013 гг.», ОАО «Холдинг МРСК», Минэнерго РФ, 2010 г.;
- данные ОАО «Нурэнерго» по ВЛ и ПС 35 и 110 кВ, отработавших срок эксплуатации, для которых требуется проведение реконструкции и техпервооружения в период до 2015 г.;
- сведения ОАО «Нурэнерго» по оборудованию, установленному на восстановленных подстанциях 35 и 110 кВ на 1.01.2010 г.
- технические условия на технологическое присоединение новых крупных потребителей к электрическим сетям ОАО «Нурэнерго».

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на 2010-2020 г.г. приведена на чертеже 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 1, принципиальная схема электрических сетей напряжением 35-110 кВ и выше на 2030 г. приведена на листе 2. На упомянутых выше схемах отражено развитие электрических сетей по «оптимистическому» варианту развития энергосистемы Чеченской Республики. Развитие электрических сетей по «Расчетному варианту» будет отличаться лишь объектами, предназначенными для выдачи мощности электростанций, которые в «оптимистическом» варианте сооружаются в более ранние сроки.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ выявил ряд участков, где имеют место высокие перетоки мощности по ВЛ, близкие к максимально допустимой токовой нагрузке для проводов ВЛ и существующие сети уже не могут обеспечить необходимую пропускную способность, требуемое качество электроснабжения потребителей по напряжению, что приводит к повышенным потерям электрической энергии в сети.



Наибольшие перетоки мощности в сети 110 кВ энергосистемы в максимум зимнего режимного дня 2009 г. имели место по ВЛ 110 кВ: Ищерская - Наурская - 44 МВт (239 А), Наурская - ПС № 84 - 44 МВт (239 А), Грозный - Аргунская ТЭЦ - 61 МВт (316 А), Грозный - Восточная - 42 МВт (224 А), Аргунская ТЭЦ - Шали - 47 МВт (254 А). По другим ВЛ 110 кВ перетоки мощности находились в пределах нормируемой плотности тока. Необходимо отметить, что в 2009 г. после ввода второго АТ существенно снизилась загрузка ВЛ 110 кВ Ищерская - Наурская - ПС № 84 - ГРП, по которой обеспечивается транзит мощности от ПС Ищерская в центральную часть Чеченской энергосистемы. Высокая загрузка выше названных ВЛ свидетельствует о необходимости усиления сети 110 кВ на отдельных ее участках.

Для повышения надежности функционирования энергосистемы Чеченской Республики рекомендуется в 2011-2012 г.г. выполнить мероприятия, обеспечивающие работу электрической сети 110 кВ в замкнутом режиме. В этом плане наиболее важным является:

- установка третьего АТ 330/110 кВ на ПС Грозный;
- строительство ВЛ 110 кВ Горец - Плиево (Л-202) и восстановление ВЛ 110 кВ Плиево - Ищерская (Л-122) - повышение пропускной способности связей с энергосистемой Республики Ингушетия;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Ярык Су - Ойсунгур и ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Гудермес гор. (Л-126) с увеличением сечения провода - повышение пропускной способности связей с Дагестанской энергосистемой и снятие перегрузки ВЛ;
- восстановление ВЛ 110 кВ (подвеска провода) Ойсунгур - Гудермес тяговая;
- строительство (восстановление) ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ-4 и Аргунская ТЭЦ-4 - Гудермес гор. - повышение надежности электроснабжения г.Гудермеса, снижение нагрузки на действующую ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ-4.

Для повышения надежности и качества электроснабжения южных районов республики предусматривается строительство ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ-4 - Шали (Л-160).

Для ввода 2-й очереди ПС 110 кВ Южная предусматривается строительство линейной ячейки в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Грозный - повышение надежности электроснабжения центральной части г. Грозный.

В 2011 г. предусматривается строительство и ввод 2-й очереди подстанций 110 кВ Цемзавод, № 84, Червленая; установка третьего трансформатора на ПС 110 кВ ГРП и реконструкция РУ 35 кВ на ПС Горец.

В связи с периодическим подтоплением площадки ПС 110 кВ Октябрьская грунтовыми водами предусматривается в 2012 г. строительство новой ПС Октябрьская на другой площадке в районе бывшей ПС 35 кВ Чечен-Аул;

Для электроснабжения восстанавливаемых микрорайонов г. Грозного и снижения нагрузки на ПС 110 кВ Северная рекомендуется в 2012-2013 гг. строительство (восстановление) на существующей площадке ПС 110 кВ Комсомольская.

В связи с физическим и моральным износом оборудования ПС 110 кВ Самашки признано целесообразным вместо реконструкции и техперевооружения подстанции на существующей площадке построить новую подстанцию Самашки с вводом ее первой очереди в 2011 г. Схема присоединения подстанции к электрической сети сохраняется.

В 2012-2013 г.г. для усиления питания сети 35 кВ и разгрузки подстанции Самашки рекомендуется перевод на напряжение 110 кВ ПС 35 кВ Ачхой-Мартан. На подстанции в соответствии с расчетной нагрузкой предусматривается установка двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА. Присоединение к сети ПС 110 кВ Ачхой-Мартан рекомендуется выполнять заходами от ВЛ 110 кВ Горец - Плиево (Л-202).

Схема ОРУ 110 кВ ПС Ачхой-Мартан предусматривается 110-5АН (мостик с выключателями цепях трансформаторов).

Для повышения надежности и резервирования электроснабжения сетей в юго-восточных районах Республики, а также разгрузки подстанции 110 кВ Ойсунгур в 2012-2013 г.г. предусматривается строительство ПС 110 кВ Курчалой с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА. Для присоединения ПС 110 кВ Курчалой рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Курчалой - Шали протяженностью 37 км. Схема ОРУ 110 кВ ПС Курчалой предусматривается 110-5АН (мостик с выключателями цепях трансформаторов).

В период до 2015 г. рекомендуется перевод на напряжение 110 кВ ПС 35 кВ Горская-3. На ПС 110 кВ Горская -3 предусматривается установить два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью по 16 МВА. Присоединение ПС 110 кВ Горская-3 к электрической сети рекомендуется выполнить заходом ВЛ 110 кВ Плиево - Ищерская и переключить в ОРУ 110 кВ подстанции ВЛ 110 кВ от ПС Самашки. Схема ОРУ 110 кВ ПС Горская-3 предусматривается 110-12 (одна рабочая секционированная выключателем система шин).

Для электроснабжения новых потребителей в соответствии с их заявками на технологическое присоединение к энергосистеме в период до 2015 г. предусматривается строительство следующих объектов:

Для электроснабжения комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити» сооружаемого в г. Гудермесе предусматривается строительство новой ПС 110/10 кВ «Гудермес-Сити» с трансформаторами 2х25 МВА по схеме №110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Присоединение подстанции 110 кВ «Гудермес-Сити» предусматривается в расщелку ВЛ 110 кВ Гудермес-тяговая - Гудермес гор. (Л-126) и ВЛ 110 кВ Гудермес-тяговая - Аргунская ТЭЦ (Л-142) по схеме «заход-выход».

Для электроснабжения Грозненского нефтеперерабатывающего завода (ГНПЗ) предусматривается строительство новой ПС 110/10 кВ «ГНПЗ» с трансформаторами 2х25 МВА по схеме 110-4Н. Присоединение подстанции «ГНПЗ» рекомендуется выполнить отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 (Л-13 6) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Октябрьская (Л-137).

Для электроснабжения новых потребителей в восточной и центральной частях г. Грозного, а также для приема части нагрузки ПС Октябрьская при переносе ее на другую площадку, рекомендуется строительство в 2012-2013 г.г. ПС 110 кВ Восточная-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА по схеме 110-4Н (два блока с выключателями в цепях трансформаторов). В перспективе при переносе ПС Южная в соответствии с генпланом г. Грозного на другую площадку ПС Восточная-2 может принять на себя также и нагрузку ПС Южная. Присоединение подстанции 110 кВ Восточная-2 рекомендуется отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный - Южная (Л-114, Л-115).

Для повышения надежности электроснабжения г. Гудермеса рекомендуется в 2013-2014 г.г. строительство новой подстанции 110/35/10 кВ Гудермес-2 с трансформаторами 2х25 МВА в северо-восточной части города по схеме 110-5АН (мостик с выключателями цепях трансформаторов). Присоединение подстанции 110 кВ Гудермес-2 рекомендуется в расщелку ВЛ 110 кВ Гудермес-тяговая - Ойсунгур.

Для выдачи мощности Грозненской ТЭЦ при вводе на ней первой очереди 200 МВт рекомендуется строительство заходов в РУ 110 кВ ТЭЦ от действующих ВЛ 110 кВ ГРП - Холодильник (2 цепи) и ГРП - ПС № 84. При вводе второй очереди ТЭЦ с увеличением мощности до 400 МВт рекомендуется дополнительно построить двухцепную ВЛ 110 кВ от ТЭЦ до ВЛ 110 кВ Грозный - Южная, что обеспечит в конечном итоге выдачу мощности по восьми ВЛ 110 кВ. Рекомендации по схеме присоединения к энергосистеме Грозненской ТЭЦ предварительные. Схема выдачи мощности ТЭЦ детально должна разрабатываться при разработке проекта ТЭЦ с учетом применяемого оборудования.

Значительные объемы строительства электрических сетей 110 кВ в период до 2015 г. предусматриваются в Программе для проведения их реконструкции и техперевооружения. Реконструкция ВЛ 110 кВ в подавляющем большинстве случаев предполагает строительство новой ВЛ по той же трассе с увеличением сечения проводов. Так увеличение сечения проводов целесообразно при реконструкции ВЛ 110 кВ Терек тяг. - Червленая, Гудермес тяг. - Акташ, Ойсунгур - Ярык-Су.

В объемах реконструкции и техперевооружения подстанций 110 кВ предусматривается замена трансформаторов в соответствии с ростом нагрузки, коммутационного оборудования, выработавшего свой ресурс (выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и др.). Часть объемов по реконструкции подстанций связана с их расширением (установка вторых трансформаторов, присоединение новых ВЛ, улучшение схемы подстанции).

В период 2016-2020 гг. в соответствии с прогнозируемым ростом нагрузки и предполагаемым развитием генерирующих мощностей в Чеченской энергосистеме развитие электрической сети 110 кВ потребуются по следующим направлениям:

- для повышения надежности электроснабжения Урус-Мартановского района республики рекомендуется строительство ПС 110 кВ Горец-2 с ВЛ 110 кВ Цемзавод - Горец-2 - Горец;

- для повышения надежности электроснабжения Шатойского района республики рекомендуется строительство ПС 110 кВ Шатой с двухцепной ВЛ 110 кВ Цемзавод - Шатой;

- в соответствии с генпланом г. Грозный предусматривается строительство в центральной части города подстанции глубокого ввода напряжением 110 кВ (ПГВ). Присоединение ПГВ рекомендуется заходом от одной из ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП. Мощность трансформаторов подстанции будет определяться нагрузкой подключаемых к ней потребителей.

- для выдачи мощности 1-й очереди каскада Аргунских ГЭС (Чири-Юртской ГЭС 32 МВт и Дуба-Юртовской ГЭС 49 МВт) рекомендуется строительство заходов на ГЭС от сооружаемых на данном этапе развития энергосистемы ВЛ 110 кВ Цемзавод - Горец-2 - Горец и Цемзавод - Шатой;

- для выдачи мощности Ветропарка (36 МВт) в энергосистему рекомендуется строительство ПС 110/35/10 кВ на которую предлагается выдавать мощность ветроэнергоагрегатов на напряжении 35 и 10 кВ. Присоединение ПС 110 кВ Ветропарк рекомендуется заходом от ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Горячеисточненская;

- для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС суммарной мощностью 312 МВт рекомендуется строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 330/110 кВ Шатой до Итум-Калинской ГЭС и ВЛ 330 кВ Итум-Калинская ГЭС - Шатой. К ВЛ 110 кВ присоединяются Кокадойская и Нихалойская ГЭС.

В данной работе даны лишь предварительные рекомендации по выдаче мощности каскада Аргунских ГЭС. Схема выдачи мощности каскада Аргунских ГЭС должна детально прорабатываться при проектировании каскада ГЭС в соответствии с принятыми сроками ввода, устанавливаемого на ГЭС оборудования и уточнением энергетических показателей каскада.

Поименный перечень электросетевых объектов напряжением 35 и 110 кВ, предлагаемых для строительства, реконструкции и техперевооружения в 2010-2015 гг. и объектов напряжением 110 кВ и выше в 2016-2030 гг. приведен в Приложении В и Г.

## 5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

### 5.1. Режимы работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше

Расчеты режимов работы сети 110-330 кВ Чеченской энергосистемы для схемы рекомендуемой на 2015 год выполнялись с целью обоснования схемных решений, выбора параметров сети, определения условий регулирования напряжения и оценки влияния принимаемых решений на величину потерь электроэнергии в сети.

Расчеты выполнены для двух вариантов развития энергосистемы Чеченской Республики «расчетного» и «оптимистического» исходя из следующих основных условий:

- расчетные нагрузки приняты для собственного максимума энергосистемы, прогнозируемого на 2015 год: в «расчетном» варианте - 489 МВт, в «оптимистическом» - 530 МВт;

- расчетные реактивные нагрузки на шинах подстанций 110 кВ приняты для существующих подстанций - исходя из фактических в последние годы, для новых подстанций - исходя из  $\cos \varphi$  нагрузки 0,9;

- рассматривались режимы работы электрической сети в характерные периоды суток и года (зимний и летний максимум и минимум нагрузок);

- величины межсистемных перетоков мощности и их направления, а также уровни напряжения на шинах 330-500 кВ подстанций, увязаны с балансами мощности ОЭС Юга и расчетами режимов по основной сети ОЭС, которые учитывают вводы мощности на электростанциях, предусмотренные в «Генеральной схеме...» с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений (*распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р и от 05.10.2010 №1685-р*);

- электростанции на территории Чеченской Республики в расчетах режимов работы электрической сети для «расчетного» и «оптимистического» вариантов представлены в соответствии с разработанными в настоящей работе балансами мощности № 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1, таблицы 3.2, 3.3 и 3.5);

- развитие сети 330 и 500 кВ ОЭС Юга в период до 2015 года принято в соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010-016 гг., в том числе учтены вводы в сети, прилегающей к энергосистеме Чеченской Республики: ПС 330 кВ Кизляр, замена АТ 330/110 кВ 125 МВА на 200 МВА на ПС Чирюрт, строительство ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Чирюрт и Артем - Дербент;

- рассматривается параллельная работа ОЭС Юга с энергосистемой Азербайджана при планируемой передаче из ОЭС Юга в Азербайджан в зимний максимум нагрузок до 500 МВт.

**«Расчетный» вариант развития энергосистемы.** Анализ режимов работы сети 110-330 кВ для «расчетного» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 года показал, что в нормальной схеме загрузка ВЛ 110 и 330 кВ в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ на подстанции Грозный в нормальной схеме не превышает 69 % их установленной мощности. Напряжение в сети 110 кВ в зимний максимум нагрузки без установки в сети Чеченской энергосистемы средств компенсации реактивной мощности нагрузки обеспечивается в пределах 108-112 кВ (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 4). Чтобы обеспечить в сети 110 кВ напряжение не ниже номинального требуется компенсировать не менее 50 Мвар реактивной мощности нагрузки (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 5 -компенсация на шинах 110 кВ ПС Грозный). Компенсация реактивной мощности в сети Чеченской энергосистемы требуется также в зимний минимум (напряжение 115-117 кВ) и в летний максимум нагрузки (напряжение 114-116 кВ). В летний период при минимальной нагрузке энергосистемы напряжение в сети 110 кВ обеспечивается не ниже 117 кВ без

компенсации реактивной мощности в сети (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 листы 6, 7, 8).

В послеаварийных режимах с учетом установки на ПС 330 кВ КУ мощностью 50 Мвар при отключении (выводе в ремонт) одного из автотрансформаторов нагрузка двух оставшихся составляет 93 % их номинальной мощности (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 10). При отключении одной из секций шин 110 кВ на ПС 330 кВ Грозный и двух АТ 330/110кВ в максимум нагрузок 2015 г. нагрузка оставшегося в работе АТ 125 МВА составит 154 МВА (123% номинальной мощности), чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 9. При отключении одной из ВЛ 330 кВ, питающих ПС Грозный, электроснабжение потребителей на территории Чеченской энергосистемы обеспечивается без ограничений, параметры режима сети 110-330 кВ находятся в допустимых пределах (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 11). Напряжение в сети 110 кВ в по-слеаварийных режимах обеспечивается не ниже 106-107 кВ (при отключении секции шин 110 кВ).

Отключение одной из наиболее загруженных ВЛ 110 кВ не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети.

В зимний период в энергосистеме имеет место дефицит реактивной мощности, что не позволяет эффективно регулировать напряжение в сети 110 кВ.

В режиме летних максимальных нагрузок (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 7) перетоки мощности в сети 110-330 кВ в основном ниже, чем в зимний максимум, за исключением ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур (79 МВт) и Акташ-Гудермес тяговая (41 МВт), высокая загрузка которых в летний максимум обусловлена выдачей избытков мощности из Дагестанской энергосистемы в ОЭС Юга.

При отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный переток мощности по ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур достигает 157 МВт (А), по ВЛ Акташ - Гудермес тяговая - 82 МВт (А), что превышает допустимую токовую нагрузку для провода АС-185 (рекомендуемая замена) при температуре 35°С в 1,5 раза и на 10 % соответственно. Ликвидировать перегрузку ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и ВЛ Акташ - Гудермес тяговая возможно только разделением по связям 110 кВ с Дагестанской энергосистемой (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 листы 12 и 13). При отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный и ВЛ 110 кВ на связях с энергосистемой Дагестана электроснабжение потребителей Чеченской энергосистемы обеспечивается без ограничений при напряжении в сети 110 кВ не ниже 105 кВ без работы КУ на ПС Грозный.

Как показали выполненные расчеты, строительство ПС 330 кВ Гудермес с подключением ее заходами ВЛ 330 кВ Моздок - Артем при отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный практически не снижает загрузку ВЛ 110 кВ на связях с Дагестанской энергосистемой (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 14), в такой схеме также потребуются отключение всех связей 110 кВ с Дагестанской энергосистемой.

**«Оптимистический» вариант развития энергосистемы.** Режимы работы сети 110-330 кВ для «оптимистического» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 года (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 листы 16-19) перетоки мощности в сети 110-330 кВ в основном ниже, чем в зимний максимум, за исключением ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур (79 МВт) и Акташ- Гудермес тяговая (41 МВт), характеризуются более низкой загрузкой электрической сети Чеченской энергосистемы и ее связей 110 и 330 кВ с соседними энергосистемами. В нормальной схеме загрузка ВЛ 110 и 330 кВ не превышает нормируемой плотности тока за исключением режима летнего максимума нагрузки. В режиме летних максимальных нагрузок (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 18) перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур (71 МВт) и Акташ- Гудермес тяговая (37 МВт) так же, как и в зимний максимум, значительно превышают нормируемую плотность тока.

Нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ на подстанции Грозный в максимум нагрузки в нормальной схеме составляет 135 МВА (36 % их номинальной мощности). Напряжение в сети 110 кВ без установки в сети Чеченской энергосистемы средств компенсации реактивной мощности нагрузки в зимний максимум обеспечивается в пределах 117-120 кВ (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 16). В летний минимум напряжение в сети 110 кВ повышается до 122 кВ.

В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 330 кВ, питающих ПС Грозный, электроснабжение потребителей на территории Чеченской энергосистемы в зимний максимум нагрузок обеспечивается без ограничений, параметры режима сети 110-330 кВ находятся в допустимых пределах (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 20). Напряжение в сети 110 кВ в послеаварийных режимах обеспечивается не ниже 116 кВ.

Отключение одной из наиболее загруженных ВЛ 110 кВ также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети.

При отключении в режиме летних максимальных нагрузок ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный так же, как и в «расчетном» варианте, перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и по ВЛ Акташ - Гудермес тяговая превышают допустимую токовую нагрузку для провода АС-185 (чертеж 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 21). Ликвидировать перегрузку ВЛ 110 кВ Ярык-Су-Ойсунгур и ВЛ Акташ - Гудермес тяговая возможно только разделением по связям 110 кВ с Дагестанской энергосистемой.

## **5.2. Условия регулирования напряжения и размещение источников реактивной мощности**

В существующей схеме покрытие потребности в электроэнергии Чеченской Республики осуществляется при дефиците реактивной мощности (полное отсутствие источников реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы). Потребность в реактивной мощности порядка 185 Мвар покрывается за счет внешних перетоков 158 Мвар (85 %) и 27 Мвар (15 %) - генерация ВЛ 110 кВ. В связи с большими перетоками активной и реактивной мощности по сети 110 кВ Чеченской Республики напряжение в максимум зимнего режимного дня 16.12.2009 г. в сети 110 кВ поддерживалось в пределах 98-113 кВ, наиболее высокие напряжения в районе, прилегающем к ПС 330 кВ Грозный. Регулирование напряжения в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в связи с дефицитом реактивной мощности обеспечивалось лишь за счет регулировочных возможностей автотрансформаторов на ПС Грозный.

Как видно из приведенных данных, в электрических сетях Чеченской энергосистемы явно недостаточно компенсирующих устройств.

Для рекомендуемой на 2015 год схемы электрической сети Чеченской энергосистемы для «расчетного» варианта развития выполнены расчеты по оптимизации реактивной нагрузки на шинах подстанций 110 кВ в исходном режиме зимних максимальных нагрузок 2015 г.

Ниже изложены методологические основы расчетов по оптимизации реактивной мощности и размещения компенсирующих устройств.

### **Основные методические положения, применяемые для оптимизации реактивной мощности в узлах электрической сети**

В основу оптимизации положен принцип минимума приведенных затрат, связанных с установкой, эксплуатацией и режимом работы компенсирующих устройств (КУ).

В функцию приведенных затрат входят слагаемые, учитывающие следующие виды затрат:

- на установку и текущую эксплуатацию компенсирующих устройств;
- на выработку электроэнергии необходимую для компенсации потерь электроэнергии как в сети, так и в устанавливаемых КУ.

Для существующих источников реактивной мощности (ранее установленных КУ, СК и генераторов станций) стоимостный показатель принимается равным нулю. Время работы в году новых КУ принято равным 8760 часов, что справедливо для расчётов, определяющих установленную мощность КУ без учёта реального режима работы, что впоследствии создаёт некоторый запас.

Для отыскания оптимальной установленной мощности КУ по функции приведенных затрат определяются удельные приросты потерь активной мощности от реактивных узловых мощностей. Удельные приросты определяются для узлов сети по параметрам расчётного режима сети (конфигурации и параметров ветвей, активных и реактивных узловых мощностей, уровней напряжения).

В результате, критерий оптимальности (минимум целевой функции приведенных затрат) формулируется следующим образом: оптимальная установленная мощность КУ определяется условием равенства удельного прироста потерь в узловой точке в расчётном режиме значению, определённым технико-экономическими показателями (заданному). Для существующих источников реактивной мощности аналогично формулируется критерий для оптимальной рабочей мощности.

При таком подходе значение заданного удельного прироста потерь определено с учётом срока окупаемости устанавливаемых КУ, который соответствует принятому в расчётах коэффициенту эффективности капитальных вложений. Другими словами оптимизационный расчёт прекращается, когда срок окупаемости «последнего» устанавливаемого квара КУ превысит заданный.

В каждой энергосистеме имеются узловые точки, обычно это шины достаточно мощных электростанций, в которых по техническим соображениям требуется поддержание некоторого заданного уровня напряжения (опорные узлы). Выполнение этого условия приводит к тому, что эти узлы должны генерировать реактивную мощность прежде всего, для выполнения технических требований. Реактивная мощность таких узлов рассматривается как условно "бесплатная", необходимая, прежде всего, для нормального функционирования сети, при этом удельный прирост потерь в таких узлах должен быть, по определению, нулевым.

Опорные узлы выполняют функцию поддержания заданного уровня напряжения, одновременно выдавая свою реактивную мощность в окружающую сеть. Однако опорные узлы имеют реальные физические пределы регулирования напряжения (реактивной мощности). Если в процессе оптимизации опорный узел достигнет ограничения по реактивной мощности, он переходит в статус обычного узла, для которого расчет удельного прироста потерь выполняется по обычным правилам.

#### **Расчетные условия оптимизации компенсирующих устройств реактивной мощности**

Выбор оптимальной величины мощности КУ осуществляется по режиму максимальных нагрузок, когда потери мощности в электрических сетях наибольшие. Оптимизация реактивной мощности осуществлялась на шинах 110 кВ всех подстанций Чеченской энергосистемы.

Выдача реактивной мощности генераторами электростанций оптимизировалась с учетом обеспечения технических требований к уровню напряжения в узловых точках электрической сети 110 кВ.

Стоимостные показатели установки компенсирующих устройств приняты по "Укрупненным стоимостным показателям электрических сетей", "Энерго-сетьпроект", Москва, 2007 г. с учетом данных заводов изготовителей БСК по стоимости оборудования в ценах на 1 января 2010 года с учетом НДС.

**Таблица 5.1 - Техничко-экономические параметры оптимизации реактивной мощности в электрической сети**

Наименование технико-экономических параметров оптимизации	Обозначение, размерность	Значение параметров
1. Удельная стоимость установки источников реактивной мощности (БСК) напряжением 6-10 кВ	С <sub>к0</sub> , руб./квар	800
2. Отчисления на амортизацию и обслуживание КУ	К <sub>кaro</sub> , от стоимости КУ	0,050
3. Удельная стоимость установленной мощности на электростанциях	С <sub>р0</sub> , руб./кВт	0
4. Коэффициент эффективности капитальных вложений	К <sub>н</sub>	0,100
5. Стоимость потерь электроэнергии	В <sub>2</sub> руб./кВт.ч	0,85
6. Годовое время использования максимума реактивной мощности	Т Час	6200
7. Удельные потери активной мощности в новых компенсирующих устройствах	ΔР <sub>кy</sub> , кВт/квар	0,0030
8. Удельные потери активной мощности в существующих источниках реактивной мощности	ΔР <sub>сущ</sub> кВт/квар	0,0100

Примечание: Стоимостные показатели приведены в ценах на 1.01.2010 года.

**Результаты расчетов по оптимизации мощности и размещения источников реактивной мощности в электрических сетях и их анализ**

Результатом оптимизационных расчетов является мощность дополнительных компенсирующих устройств, устанавливаемых в нагрузочных узлах, достигаемое при этом снижение потерь мощности в электрических сетях и величина расчетного  $tg\phi$  нагрузки для подстанций, где размещаются дополнительные КУ при оптимизации.

В таблице 2.2 приведены результаты оптимизационных расчетов, где даны расчетные величины мощности КУ и  $tg\phi$ , определенные на шинах 110 кВ подстанций. В таком виде результаты расчетов могут быть использованы при разработке заданий потребителям по оптимальной величине  $tg\phi$  их нагрузок.

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что в рекомендуемой схеме для «расчетного» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 г. в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» экономически эффективна установка устройств для компенсации реактивной нагрузки общей величиной 118,5 Мвар, в том числе 50 Мвар на ПС 330 кВ Грозный. Установка компенсирующих устройств (КУ) в указанном объеме обеспечивает общее



снижение потерь мощности в сети напряжением 110 кВ и выше на величину 1,22 МВт, в том числе в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» - на 1,02 МВт. Для обеспечения лучших условий для регулирования напряжения в сети Чеченской энергосистемы рекомендуется установить на ПС 330 кВ Грозный регулируемый источник реактивной мощности типа СТК мощностью 50 Мвар. Необходимость работы СТК на ПС Грозный в режиме потребления реактивной мощности будет определена по результатам расчетов режимов минимальных нагрузок энергосистемы.

Ниже в таблице 5.2 приведены результаты расчетов по оптимизации реактивной мощности на подстанциях 110кВ при условии установки на ПС 330 Грозный СТК мощностью 50 Мвар.

**Таблица 5.2 - Результаты расчета по оптимизации реактивной мощности на подстанциях 110кВ**

Наименование подстанций, узлов	Максимальная нагрузка		Расчётная мощность КУ, Мвар		Оптимальный tgφ на шинах ПС
	P, МВт	Q, Мвар	Действующих	Дополнительных	
<b>Нурэнерго</b>					
Цементзавод	23,6	7,3		4,59	0,115
Шали	29,4	8,8		3,86	0,168
ГНПЗ	19,40	9,6		8,68	0,047
Холодильник(Т-1)	4,40	1,3		1,02	0,063
Северная	26,0	7,3		5,17	0,082
Гудермес гор.	15,0	8,0		1,48	0,434
Наурская	17,90	4,8		4,25	0,031
№84	19,30	6,0		5,11	0,005
Алпатово	1,30	0,3		0,20	0,079
Горская III	5,1	1,4		0,73	0,131
Самашки	10,2	4,6		8,54	-0,371
Курчалой-110	8,20	3,9		2,68	0,161
Горец	32,8	11,6		9,39	0,067
Ачхой-Мартан	11,3	5,1		10,02	-0,543
Гудермес-2	13,5	7,3		1,42	0,435

На втором этапе оптимизации режима потребления реактивной мощности выполняется укрупнение мощности КУ до ближайшего значения расчетной мощности типовой БСК. При этом в ходе оптимизационных расчетов по укрупнению КУ проверяется чувствительность результатов к изменению режимных и экономических параметров оптимизации. Компенсирующие устройства в конечном итоге устанавливаются лишь в тех узлах сети, где величина мощности КУ мало зависит от изменения режимных и экономических параметров оптимизации.

В таблице 5.3 приведены данные о величине снижения потерь мощности и затрат на компенсацию потерь электроэнергии в сетях после второго этапа оптимизации. Анализ результатов расчетов показал, что для оптимизации режима потребления реактивной мощности с учетом установки на ПС Грозный СТК-50 потребуется обеспечить компенсацию реактивной мощности нагрузки на подстанциях 110 кВ энергосистемы общей величиной 68,5 Мвар, что обеспечит общее снижение потерь мощности в сети в максимум нагрузок энергосистемы 2015 года на 5,668 МВт и потерь электроэнергии на

35,1 млн. кВт.ч в год, в том числе в оптимизируемой в сети 110 кВ соответственно на 1,098 МВт и на 6,8 млн. кВт.ч в год.

**Таблица 5.3 - Распределение потерь мощности и энергии в электрических сетях Чеченской энергосистемы в результате оптимизации**

Наименование	Исходный режим, МВт	Оптимизированный режим, МВт	Снижение потерь мощности		Экономия от снижения потерь эл. энергии, млн. руб.
			МВт	%	
<b>Потери в сети, всего</b>	954,424	948,756	5,668	100,0	29,870
в т.ч. в неоптимизируемой сети	941,233	936,806	4,427	78,1	23,332
в оптимизируемой сети					
в сети 330 кВ и выше	1,870	1,670	0,200	2,5	0,751
в сети 110 кВ	11,321	10,301	1,020	19,4	5,784

\*) - оптимизируемая сеть - сеть 110кВ ОАО «Нурэнерго» и сеть 330 кВ ФСК «ЕЭС» на территории Чеченской энергосистемы.

Результаты расчета второго этапа оптимизации потребления реактивной мощности приведены в таблице 2.4. Из общего количества подстанций, на которых требовалась на первом этапе компенсация реактивной мощности после укрупнения КУ остались лишь те, где установка КУ наиболее эффективна. В результате второго этапа оптимизации определяется расчетная мощность компенсирующих устройств, соответствующая мощности типовой БСК, стоимость установки БСК по «Укрупненным стоимостным показателям электрических сетей» и годовой экономический эффект, который обеспечивается на каждой подстанции от общего снижения потерь в электрической сети.

**Таблица 5.4 - Рекомендуемые к установке компенсирующие устройства в результате оптимизации реактивной мощности в сети Чеченской энергосистемы и их эффективность**

Наименование сетевого района и подстанций	Мощность нового КУ, Мвар	Стоимость установки КУ, тыс. руб.	Ежегодные затраты, тыс. руб		Снижение затрат на потери в электрической сети тыс. руб	Годовой экономический эффект от установки и КУ тыс. руб.	Срок окупаемости КУ, лет
			на потери энергии в КУ	на эксплуатацию КУ			
Цементзавод	5,4	4320	121	216	1799	1462	2,95
Шали	4,1	3280	92	164	1267	1011	3,24
ГНПЗ	9,3	7440	208	372	2993	2413	3,08
Северная	5,4	4320	121	216	1695	1359	3,18
Гудермес-2	2,8	2240	63	112	826	652	3,44
Наурская	5,4	4320	121	216	1659	1323	3,27
№84	5,4	4320	121	216	1742	1405	3,07
Самашки	9,3	7440	208	372	2986	2406	3,09
Курчалой-110	2,8	2240	63	112	846	671	3,34
Горец	9,3	7440	208	372	3208	2628	2,83
Ачхой-Мартан	9,3	7440	208	372	3202	2622	2,84
Итого	68,5	54800	1530	2740	22223	17952	

На основании данных таблицы 5.4 выполнен предварительный выбор количества и мощности новых компенсирующих устройств (БСК), которые рекомендуются к установке на подстанциях в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети 110 кВ показали, что при установке на подстанциях 110 кВ дополнительных компенсирующих устройств, определенных по результатам оптимизации реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, существенно улучшаются условия регулирования напряжения в сети 110 кВ в режимах максимальных нагрузок энергосистемы.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети 110 кВ показали, что при установке на подстанциях 110 кВ дополнительных компенсирующих устройств, определенных по результатам оптимизации реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, существенно улучшаются условия регулирования напряжения в сети 110 кВ в режимах максимальных нагрузок энергосистемы.

Напряжение в сети 110 кВ в нормальной схеме сети при установке дополнительных КУ повышается на отдельных участках на 1-3 кВ и обеспечивается в режиме максимальных нагрузок в пределах 114-116 кВ.

**Таблица 5. 5 - Перечень компенсирующих устройств существующих и рекомендуемых для установки в электрических сетях Чеченской энергосистемы в 2011-2015 г.г. для «расчетного» варианта развития энергосистемы**

Наименование подстанций	Ввод мощности новых КУ в 2011-2015 г.г., шт/Мвар	Стоимость установки новых КУ, тыс. руб.
ПС 330 кВ Грозный	СТК 1 x50	
ПС 110/35/10 кВ Цемзавод	2 x 2,75	4320
ПС 110/10/6 кВ Шали	2 x 2,025	3280
ПС 110/35/6 кВ ГНПЗ	3 x 3,15	7440
ПС 110/35/10кВ Северная	2 x 2,75	4320
ПС 110/10кВ Наурская	2 x 2,75	2240
ПС 110/35/10кВ № 84	2 x 2,75	4320
ПС 110/35/10 кВ Самашки	3 x 3,15	4320
ПС 110/35/10 кВ Горец	3 x 3,15	7440
ПС 110/35/10 кВ Курчалой	1 x 2,75	2240
ПС 110/35/10 кВ Ачхой-Мартан	3 x 3,15	7440
ПС 110/35/10 кВ Гудермес-2	1 x 2,75	7440

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети 110 кВ показали, что при установке на подстанциях 110 кВ дополнительных компенсирующих устройств, определившихся по результатам оптимизации реактивной мощности в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, существенно улучшаются условия регулирования напряжения в сети 110 кВ в режимах максимальных нагрузок энергосистемы.

Напряжение в сети 110 кВ в нормальной схеме сети при установке дополнительных КУ повышается на отдельных участках на 1-3 кВ и обеспечивается в режиме максимальных нагрузок в пределах 114-116 кВ.

Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети в режима зимних максимальных нагрузок для «расчетного» варианта развития энергосистемы при установке в сети рекомендуемых по результатам оптимизации реактивной мощности компенсирующих устройств в 2011-2015 г.г. приведена на чертеже 6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 лист 15).

Исходя из состава и мощности компенсирующих устройств, заданных в режиме максимальных нагрузок, для того, чтобы обеспечить в режиме зимних минимальных нагрузок напряжение в сети в допустимых пределах, целесообразно часть новых КУ (БСК) предусмотреть регулируемые.

В летний период для снижения напряжения в сети 330 кВ при минимальных нагрузках энергосистемы до допустимых величин (не выше 354 кВ - 0,95 наибольшего рабочего напряжения) необходимо включение шунтирующих реакторов на ПС 330 кВ Чирюрт, Артем, В-2 и ПС 500 кВ Моздок и отключение БСК-110 кВ на ПС Артем, а также отключение большей части БСК на ПС 110 кВ Чеченской энергосистемы.

### **5.3. Оценка уровня токов короткого замыкания и мероприятия по приведению отключающей способности выключателей в соответствие токам к. з.**

Расчеты токов к.з. выполнены для схемы электрических сетей 110 кВ и выше на уровне 2015-2020 года с целью определения требований к оборудованию новых и реконструируемых подстанций, а так же для проверки соответствия отключающей

способности выключателей, установленных на действующих подстанциях 110 кВ и выше, расчетному уровню токов к.з.

Результаты расчета токов к. з. и схема замещения для расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на шинах подстанций напряжением 110кВ и выше Чеченской энергосистемы для схемы 2020 г. приведены в Приложениях «Д» и «Е».

Схема замещения составлена на основе принципиальной схемы электрических сетей энергосистемы напряжением 110 кВ и выше на 2015 год, с учетом планируемого развития сети напряжением 110 кВ и выше в период 2016-2020 г.г. в соответствии с картой-схемой сети на период до 2020 г.

В таблице 2.6 приведены параметры выключателей, установленных на подстанциях 110 и 330 кВ Чеченской энергосистемы и величины расчетных токов к.з. на этапе развития схемы электрической сети 2015 г. и 2020 г. при вводах генерирующих источников в энергосистеме по «расчетному» варианту.

Анализ данных таблицы 5.6 показал, что расчетные величины токов к.з. на подстанциях 110 и 330 кВ Чеченской энергосистемы на этапах развития схемы сети 2015г. и 2020 г. не превышают отключающую способность установленных в ОРУ 110 и 330 кВ выключателей на действующих подстанциях.

**Таблица 5.6 - Оценка соответствия отключающей способности выключателей, установленных в РУ 330- 110 кВ подстанций энергосистемы Чеченской Республики перспективным токам к.з. с учетом развития электрических сетей в период до 2015-2020 г.г.**

Наименования подстанций	На-пря-жение РУ, кВ	Установлены выключатели		Расчётный ток к.з. 2015 г., кА		Расчётный ток к.з. 2020 г., кА	
		Количество и тип	Г откл., кА	3-х фазного	одно-фазного	3-х фазного	одно-фазного
<b>Существующие подстанции:</b>							
<b>ПС 330 кВ:</b>							
Грозный ш.330	330	GL315	50	8,9	8,0	10,0	8,6
Грозный ш.110	110	10хДТИ-145F1	40	17,7	20,5	24,5	26,3
<b>ПС 110 кВ:</b>							
Аргунская ТЭЦ	110	Нет данных		13,8	13,5	16,8	15,4
АКХП	110	-		10,6	8,4	12,2	9,0
Алпатово	110	-		6,3	5,8	6,6	6,0
Восточная	110	3хВМТ-110Б	25	9,8	8,6	12,4	9,8
ГРП	110	13хВМТ-110Б	40	13,5	13,8	20,4	20,5
Гудермес гор.	110	-		10,6	9,4	11,8	10,0
Горячеисточнен.	110	2хМКП-110М	20	4,2	4,2	4,4	4,3
	110	1хВМТ-110	25				
	110	3хВГТ-110	40				
Горец	110	3хВМТ-110Б	25	7,5	7,3	8,8	8,2
Гудермес тяг	110	10хМКП-110	20	11,8	12,3	13,2	13,4
Ищерская	110	2хВМГ-110	13,2	10,5	9,7	11,0	10,0
	110	1хМКП-110	20				
	110	8хВМТ-110	25				
	110	1хММО-110	20				
	110	2хВГТ-110	40				

Продолжение таблицы 5.6

Наименования подстанций	На- пря - жение РУ, кВ	Установлены выключатели		Расчётный ток к.з. 2015 г., кА		Расчётный ток к.з. 2020 г., кА	
		Количество и тип	I откл., кА	3-х фазного	одно- фазного	3-х фазного	одно- фазного
Ищерская тяг.	110	-		7,3	7,1	7,6	7,3
Каргалинская	110	1хМКП-110	20	5,3	4,5	5,4	4,5
Консервная	110	2х		9,7	8,6	12,4	10,0
Наурская	110	3хМКП-110М	20	7,4	6,9	7,9	7,2
	110	2хВГТ-110	40				
Октябрьская	110	-		8,2	5,6	9,6	6,1
Ойсунгур	110	4хВМТ-110	25	9,9	9,1	10,8	9,5
ПС № 84	110	6хВГТ-100	40	7,5	6,4	9,0	7,3
Самашки	110	1хВМТ-110Б	25	7,9	6,4	8,7	6,7
Северная	110	3хВМТ-110Б	25	9,9	9,4	13,0	11,3
Терек тяг.	110	1х		4,4	4,5	4,6	4,6
Холодильник	110	2хВМТ-110Б	25	9,7	8,6	12,9	10,4
Цемзавод	110	5хМКП-110М	20	8,6	8,5	10,9	11,0
Червленная	110	4хВМТ-110Б	25	3,6	3,2	3,7	3,2
Шали	110	-		10,1	9,4	11,8	10,4
Шелковская	110	1хМКП-110	18,4	5,2	4,2	5,3	4,3
Южная	110	1хВМТ-110Б	40	11,9	11,0	16,2	13,7
<b>Подстанции, проектируемые к 2015 году :</b>							
Ачхой-Мартан	110			5,4	4,5	5,8	4,7
Восточная-2	110			11,9	10,7	16,2	13,3
Горская-III	110			7,6	5,8	7,9	5,9
Грозный НПЗ	110			11,2	9,9	15,5	12,7
Гудермес-2	110			9,9	9,9	10,9	10,5
Гудермес-Сити	110			11,6	11,1	13,0	12,0
Комсомольская	110			9,8	9,2	12,8	11,0
Курчалой 110	110			7,0	6,0	7,5	6,3
<b>Подстанции, проектируемые к 2020 году :</b>							
Грозненская ТЭЦ	110					22,8	26,6
Аргун	110					10,4	9,3
Горец-2	110					8,4	8,0
ПС «ВЭС»	110					5,1	5,2
ПГВ	110					12,3	10,1
Шатой-110	110					5,6	4,4
Шали-2	110					9,7	8,3

## 6. ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ В ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА И ОЦЕНКА НЕОБХОДИМЫХ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ.

В объёмы электросетевого строительства включены вновь сооружаемые, расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 35кВ и выше, а также объекты на которых выполняется техническое перевооружение в соответствии с разработанной схемой.

Оценка необходимых капиталовложений для реализации намеченного «Программой...» электросетевого строительства выполнена по «Укрупненным стоимостным показателям электрических сетей» ЭСП, Москва, 2007г. и приведена в ценах на 2010 г.

Показатели стоимости подстанций учитывают установку в ОРУ 35 и 110 кВ элегазовых выключателей.

Поименные объемы строительства, реконструкции (техпереворужения) по каждому из объектов напряжением 35 кВ и выше, в период 2010-2015 г.г. в Чеченской энергосистеме приведены в Приложении В. Поименные объемы строительства, по каждому из объектов напряжением 110 и 330 кВ, в период 2016-2030 г.г. в Чеченской энергосистеме приведены в Приложении Г.

Ниже в таблице 3.1 приведены сводные показатели электросетевого строительства в Чеченской энергосистеме по годам в период 2010-2015 г.г. с выделением объемов реконструкции и технического перевооружения.

Анализ показателей электросетевого строительства в Чеченской энергосистеме, намеченного на 2010-2015 г. показал, что 1 % из всех инвестиций и 40 % из всех инвестиций- это затраты необходимые на реконструкцию и техпереворужение линий электропередач и подстанций напряжением 35 и 110 кВ соответственно.

До 2015 года намечено построить 451,2 км новых ВЛ 35 и 110 кВ и 14 новых подстанций 35 и 110 кВ, на которых предусматривается ввод 426,7 МВА трансформаторной мощности.

Реконструкцию и техническое перевооружение предусматривается выполнить для 105,3 км действующих ВЛ 35 и 110 кВ. На 44 подстанции 35 и 110 кВ предусматривается реконструкция и техническое перевооружение с заменой трансформаторов и коммутационного оборудования. На ПС 330 кВ «Грозный» предусматривается установка третьего АТ 330/110 кВ 125 МВА с коммутирующим оборудованием. Всего в Чеченской энергосистеме предусмотрено выполнить замену и установку дополнительных трансформаторов на ПС 35 кВ и выше суммарной мощностью 636,0 МВА.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Таблица 6.1 - Сводные показатели электросетевого строительства объектов 35 кВ и выше (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях в период 2010-2015 г.г. в Чеченской энергосистеме

Цены приведены на 2010 г

Электросетевые объекты	Всего ввод км, МВА	Всего инвестиций, млн. руб	В том числе по годам											
			Ввод км, МВА	Инвес тии., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тии., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тии., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тии., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тии., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвес тии., млн. руб.
			2010		2011		2012		2013		2014		2015	
<b>1. Новые вводы, всего</b>		<b>5981,9</b>		<b>0</b>		<b>2094,2</b>		<b>1928,1</b>		<b>618,0</b>		<b>1118,9</b>		<b>222,8</b>
ВЛ 110-35 кВ	451,2	2374,5	-	-	145,8	806,1	210,0	1002,6	48,1	293,2	21,3	123,5	26,0	149,2
ПС 110-35 кВ	426,7	3607,4	-	-	149,6	1288,1	100,5	925,5	32,0	324,8	132	995,4	12,6	73,6
<b>2. Реконструкция и техническое перевооружение, всего</b>		<b>4038,4</b>		<b>0</b>		<b>1349,5</b>		<b>768,2</b>		<b>1310,9</b>		<b>399,0</b>		<b>210,8</b>
ВЛ 110-35 кВ	105,3	97,0	-	-	36,8	44,0	54,5	45,0	14,0	8,0	0	0	0	0
ПС 330-110-35 кВ	636,0	3941,4	-	-	263,4	1305,5	198,5	723,2	104,1	1302,9	20,0	399,0	50,0	210,8
<b>3. Всего инвестиций по ВЛ и ПС 110 и 35 кВ</b>		<b>10020,3</b>		<b>0</b>		<b>3443,7</b>		<b>2696,3</b>		<b>1928,9</b>		<b>1517,9</b>		<b>433,6</b>



В таблице 6.2 приведены суммарные показатели электросетевого строительства объектов напряжением 35 кВ и выше в Чеченской энергосистеме в базовых ценах 2000 года и в ценах на 2010 г.

Объемы устанавливаемых в электрических сетях 110 кВ компенсирующих устройств и необходимые капиталовложения по каждой подстанции приведены в таблице 2.4. Общие затраты на установку рекомендуемых в период до 2015 года КУ на новых и действующих подстанциях 110 кВ составляют 54,8 млн. руб. в ценах на 2010 года с учетом НДС.

Таблица 6.2 - Суммарные показатели электросетевого строительства объектов напряжением 35 и 110 кВ в Чеченской энергосистеме за период 2010-2015 г.г.

Наименование	Ввод ВЛ, км трансформаторов, шт/МВА	Ориентировочные капиталовложения, млн. руб.	
		Цены 2000 г.	Цены 2010 г.
<b>1. Линии электропередачи</b>			
<i>ВЛ 110 кВ, всего</i>	376,2	356,0	1806,7
в т. ч. новое строительство	297,4	340,43	1727,7
реконструкция	78,8	15,57	79,0
<i>ВЛ 35 кВ, всего,</i>	180,3	131,0	664,8
в т. ч. новое строительство	153,8	127,45	646,8
реконструкция	26,5	3,55	18
<b>Всего по ВЛ 35 и 110 кВ</b>	<b>556,5</b>	<b>487,0</b>	<b>2471,5</b>
в т. ч. новое строительство	451,2	467,88	2374,5
реконструкция	105,3	19,11	97,0
<b>2. Подстанции.</b>			
<i>ПС 330 кВ, всего,</i>	1/125	100,45	509,8
в т. ч. новое строительство	-	-	-
реконструкция	1/125	100,45	509,8
<i>ПС 110 кВ, всего,</i>	33/829	1275,0	6470,6
в т. ч. новое строительство	10/394,0	660,06	3349,8
из них КУ (БСК)	68,5	10,8	54,8
реконструкция	23/435,0	604,14	3066,0
<i>ПС 35 кВ, всего,</i>	25/108,7	122,8	623,2
в т. ч. новое строительство	4/32,7	50,76	257,6
реконструкция	21/76,0	72,04	365,6
<b>Всего по ПС 35 кВ и выше:</b>	<b>59/1062,7</b>	<b>1498,25</b>	<b>7603,6</b>
в т. ч. новое строительство	14/426,7	710,82	3607,4
из них КУ (БСК)	68,5	10,8	54,8
реконструкция	45/636,0	776,63	3941,4
<b>Всего инвестиций по ВЛ и ПС:</b>		<b>1985,24</b>	<b>10075,1</b>
в т. ч. новое строительство		1178,7	5981,9
реконструкция		795,74	4038,4
из них КУ (БСК)		10,8	54,8

Примечание: Цены 2010 г. с учетом НДС получены умножением базовых цен 2000 года на 5,075 («КО ИНВЕСТ», выпуск 67).

Для реализации намеченного развития, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2010-2015 г.г. потребуется капиталовложений **10075,1** млн. руб. в ценах 2010 года.

Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2010-2015 г.г. составляют - **5981,9** млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение - **4038,4** млн. руб.

В период 2016 - 2030 г.г., для развития сетей 110 и 330 кВ в Чеченской энергосистеме, намечено построить **624,9** км новых ВЛ 110 и 330 кВ и 8 новых подстанций 110 и 330 кВ, на которых предусматривается ввод **962** МВА трансформаторной мощности. Для реализации намеченного развития электрических сетей напряжением 110 - 330 кВ Чеченской энергосистемы в 2016-2030 г.г. потребуется капиталовложений **17248,1** млн. руб. в ценах 2010 года (Приложение Г).

Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2016-2030 г.г. на объекты 330кВ составляют - **10140,7** млн. руб., на объекты 110кВ - **5448,8** млн. руб.

## ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики разработана для уровня нагрузок, соответствующего «расчетному» варианту (по данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ на период 2011-2017 г.г.). В качестве расчетного для этапа развития энергосистемы 2015 г. принято потребление в собственный максимум энергосистемы величиной 489 МВт. Уровни электропотребления и максимумы нагрузки на перспективу до 2030 года определены следующими величинами:

Показатели	отчет	прогноз			Сред. год. рост за период 2009 - 2020 гг., %
	2009 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.	
Электропотребление, млн. кВт.ч	2089	2418	2669	3360	
среднегодовой прирост, %	4,2	2,5	2,0	2,4	2,3
Максимум нагрузки, МВт	416	489	539	667	
среднегодовой прирост, %	0,5	2,7	2,0	2,4	2,3

Рост электропотребления в рассматриваемый период в основном будет определяться развитием коммунально-бытовых и промышленных потребителей

2. Покрытие прогнозируемого спроса на электроэнергию в энергосистеме Чеченской Республики в 2015 году в «расчетном» варианте предусматривается за счет получения электроэнергии из ОЭС Юга, в «оптимистическом» варианте около 50 % потребности энергосистемы предполагается покрывать за счет электростанций, сооружаемых на территории республики.

В период до 2015 года вводы мощности на электростанциях предусматриваются в следующих объемах:

*«расчетный» вариант* - вводов нет;

*«оптимистический» вариант* - 250 МВт, в том числе:

- Аргунская ТЭЦ-4 - 50 МВт в 2013г.;

- Грозненская ТЭЦ - 200 МВт (1-я очередь) в 2015 г.

В последующий период 2016-2020-2030 г.г. предусматривается ввод мощности на электростанциях, сооружаемых на территории республики: *«расчетный» вариант* - 642 МВт;

- Аргунская ТЭЦ-4 - 50 МВт в 2019г.;

- Грозненская ТЭЦ - 200 МВт в 2020 г., 200 МВт в 2021-2025 г.г.;

- Аргунский каскад ГЭС - 392 МВт в 2021-2030 г.г., в том числе

*«оптимистический» вариант* - 920 МВт, в том числе:

- Грозненская ТЭЦ - 200 МВт (2-я очередь) в 2016 г.;

- каскад Аргунских ГЭС - 720 МВт, в том числе:

1-я очередь - 80 МВт - 2016 г.;

2-я очередь - 312 МВт - 2020 г.;

3-я очередь - 328 МВт - 2021-2030 г.г.

3. В «расчетном» варианте дефицит мощности и электроэнергии в ближайшие годы будет возрастать и может составить в 2017-2018 г.г. 500-510 МВт по мощности и 2480-2530 млн. кВт.ч по электроэнергии. В последующий период за счет завершения строительства Аргунской ТЭЦ-4 и ввода Грозненской ТЭЦ дефицит мощности и электроэнергии будет уменьшаться и может составить в 2020 году 280 МВт по мощности

и 1760 млн. кВт.ч по электроэнергии. В 2030 году с учетом ввода второго блока 200 МВт на Грозненской ТЭЦ и каскада ГЭС на р. Аргун Чеченская энергосистема будет самобалансироваться.

В *«оптимистическом»* варианте дефицит мощности и электроэнергии в 2011 - 2014 г.г. достигнет 437-439 МВт, а электроэнергии 2200-2260 млн. кВт.ч. К 2015 г. с вводом Аргунской и Грозненской ТЭЦ дефицит мощности уменьшается до 220 МВт, электроэнергии - до 1460 млн. кВт.ч. С вводом второй очереди Грозненской ТЭЦ (200 МВт) в 2016 г. Чеченская энергосистема до 2020 года практически будет самобалансироваться по мощности, а по электроэнергии образуются незначительные избытки (90-170 млн. кВт.ч.), а с вводом в 2020 г. 1 -й и 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС избытки электроэнергии увеличиваются до 400 млн. кВт.ч. В период 2021 -2030 г.г. с учетом ввода третьей очереди Аргунского каскада ГЭС в энергосистеме Чеченской Республики будут незначительные избытки как по мощности так и по электроэнергии (до 130 МВт и 470-480 млн. кВт.ч соответственно).

4. Установка на ПС Грозный трех АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый обеспечит надежное электроснабжение потребителей на территории Чеченской Республики при росте потребления на ее территории до 490 МВт и отсутствии генерирующих источников, что соответствует прогнозируемому уровню потребления и развитию энергосистемы в «расчетном» варианте на 2015 г. В *«оптимистическом»* варианте условия электроснабжения потребителей энергосистемы Чеченской Республики на этапе 2015 г. и в последующий период существенно улучшаются по сравнению с расчетным вариантом.

5. Анализ складывающихся в период 2014-2020 г. балансов мощности в юго-восточной зоне Северного Кавказа для «расчетного» варианта показал, что при прогнозируемом росте нагрузки и увеличении с 2015 г. экспорта в Азербайджан и Иран (до 500 МВт) переток мощности в сечении ОЭС Юга - Дагестанская и Чеченская энергосистемы уже в 2016 г. превысит величину предельно допустимую по статической устойчивости.

Таким образом, при развитии энергосистемы Чеченской Республики по «расчетному» варианту для увеличения экспорта в Азербайджан (Иран) с 300 до 500 МВт в 2015 г. потребуется обеспечить повышение пропускной способности сети 330 кВ в направлении Дагестанской энергосистемы еще на 200-250 МВт. Такое повышение пропускной способности электрической сети вероятно потребует развития сети 500 кВ в направлении на Дагестанскую энергосистему.

В складывающейся ситуации для обеспечения планируемого увеличения экспорта в Азербайджан и Иран представляется целесообразным обеспечить снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой за счет снижения дефицита мощности в Чеченской энергосистеме. В этом плане предлагается приблизить сроки ввода генерирующих мощностей в энергосистеме Чеченской Республики, в соответствии с предложением Правительства Чеченской Республики, которое одобрено Минэнерго РФ.

Предлагается обеспечить в 2013-2016 г.г. ввод мощности на Аргунской ТЭЦ-4 (увеличение на 50 МВт) и на Грозненской ТЭЦ 400 МВт в 2015-2016 г.г. (развитие энергосистемы по *«оптимистическому варианту»*). Тем самым будет обеспечено снижение планируемого перетока по связям ОЭС Юга с Дагестанской энергосистемой до величины перетоков мощности, допустимых по статической устойчивости, и создан достаточный резерв пропускной способности сети.

6. При развитии энергосистемы Чеченской Республики по *«оптимистическому варианту»* строительство нового центра питания сети 110 кВ (ПС 330 кВ) в энергосистеме Чеченской Республики не потребуется до 2020 г., а развитие сети 330 кВ в этот период

будет обусловлено необходимостью выдачи мощности Аргунского каскада ГЭС при вводе его 2-й очереди в 2020 г.

Для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС (312 МВт) рекомендуется строительство ПС 330/110 кВ Шатой и ВЛ 330 кВ Шатой - Грозный и Шатой - Гудермес - Владикавказ-500.

7. Для оптимизации режима потребления реактивной мощности кроме установки на ПС Грозный СТК-50 рекомендуется обеспечить компенсацию реактивной мощности нагрузки на подстанциях 110 кВ энергосистемы общей величиной **68,5** Мвар, что обеспечит общее снижение потерь мощности в сети в максимум нагрузок энергосистемы 2015 года на **5,668** МВт и потерь электроэнергии на **35,1** млн. кВт.ч в год

8. До 2015 года намечено построить **451,2** км новых ВЛ 35 и 110 кВ и 14 новых подстанций 35 и 110 кВ, на которых предусматривается ввод **426,7** МВА трансформаторной мощности.

Реконструкцию и техническое перевооружение предусматривается выполнить для **105,3** км действующих ВЛ 35 и 110 кВ. На 44 подстанции 35 и 110 кВ предусматривается реконструкция и техническое перевооружение с заменой трансформаторов и коммутационного оборудования. На ПС 330 кВ «Грозный» предусматривается установка третьего АТ 330/110 кВ 125 МВА с коммутирующим оборудованием. Всего в Чеченской энергосистеме предусмотрено выполнить замену и установку дополнительных трансформаторов на ПС 35 кВ и выше суммарной мощностью **636,0** МВА.

9. Для реализации намеченного развития, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2010-2015 г.г. потребуется капиталовложений **10075,1** млн. руб. в ценах 2010 года.

Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2010-2015 г.г. составляют - **5981,9** млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение - **4038,4** млн. руб.

В период 2016 - 2030 г.г., для развития сетей 110 и 330 кВ в Чеченской энергосистеме, намечено построить **624,9** км новых ВЛ 110 и 330 кВ и 8 новых подстанций 110 и 330 кВ, на которых предусматривается ввод **962** МВА трансформаторной мощности. Для реализации намеченного развития электрических сетей напряжением 110 - 330 кВ Чеченской энергосистемы в 2016-2030 г.г. потребуется капиталовложений **17248,1** млн. руб. в ценах 2010 года (Приложение Г). Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2016-2030 г.г. на объекты 330кВ составляют - **10140,7** млн. руб., на объекты 110кВ - **5448,8** млн. руб.

Приложение А

Приложение № 1 к договору № 6922 от 15.09.2010 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

**На разработку Программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 г.г. и прогноз до 2030 г.**

**Заказчик** - Учреждение Российской академии наук Комплексный научно-исследовательский институт Российской академии наук.

**Исполнитель** – Филiaal ОАО «Южный инженерный центр энергетики» («Южэнеросетьпроект»)

**1. Цели разработки программы развития**

1.1. Формирование стратегического видения развития энергетики Чеченской Республики, включая приоритеты технической, экологической и инновационной политики, размещение и структуру собственных генерирующих мощностей, параметры электрических сетей и межрегиональных связей.

1.2. Разработка прогноза развития электроэнергетики на перспективу до 2030г., основанного на системе инвестиционных приоритетов развития, обеспечивающей устойчивость электроснабжения Чеченской Республики при максимизации вклада отрасли в развитие экономики, конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность отрасли.

1.3. Определение достаточности и обоснование необходимости строительства объектов энергетики на период 2011-2015 г.г. и прогноз до 2030 года в соответствии со Схематаи программами использования гидроэнергетических ресурсов и геотермальных вод, программами использования других возобновляемых источников энергии (ВИЭ), схемами электро-теплоснабжения городов и населенных пунктов, схемами и программами развития распределительных и муниципальных электрических сетей, инвестиционными программами энергетических компаний, а также с учетом перспективных инвестиционных программы социально-экономического развития Чеченской Республики.

1.4. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) Чеченской Республики на период 2011 -2015 г.г. и на перспективу до 2030 г.

1.5. Разработка рекомендаций по размещению собственных генерирующих мощностей, определение потребности в видах топлива, типах электростанций с учетом требований покрытия максимума нагрузки в разрезе годового использования.

1.6. Определение приоритетных направлений реконструкции, технического перевооружения и размещения объектов энергетики.

**2. Основное содержание работы**

2.1. Анализ существующего состояния энергетики за 2000-2009 г.г.

2.2. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Чеченской Республики, в том числе, информация по генерирующим.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Приложение А (продолжение)

электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим снабжение потребителей электрической энергией.

2.3. Структура и отчетная динамика энергопотребления в Чеченской Республике за последние 5 лет:

2.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние пять лет (при наличии статистических данных).

2.4.1. Динамика изменения максимума нагрузки и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет.

2.4.2. Динамика потребления и структура отпуска теплоэнергии от электростанций Чеченской Республики.

2.4.3. Перечень основных потребителей тепловой энергии в регионе, с выделением потребности в тепловой энергии, вырабатываемой на объектах тепловой генерации, включая ГЭЦ региональных энергосистем.

2.4.4. Структура установленной мощности на территории Чеченской Республики, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и иным изменениям эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики в последнем году.

2.4.5. Состав существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с помеченным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

2.4.6. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет.

2.4.7. Объемы и структура топливного баланса электростанций на территории Чеченской Республики в последнем году.

2.4.8. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним.

2.4.9. Основные внешние связи энергосистемы Чеченской Республики со смежными субъектами Российской Федерации.

2.5. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Чеченской Республики.

В работе необходимо отразить особенности функционирования энергосистемы на территории Чеченской Республики, провести оценку балансовой ситуации и наличия «узких мест», связанных с:

- наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети с указанием ограничивающих элементов;
- недостатком пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов;
- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения).

2.6. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики.

2.6.1. Прогноз потребления в Чеченской Республике электрической энергии на 2011- 2015 гг. с разбивкой по годам и с детализацией по узлам нагрузки и на перспективу до 2030 года, с выделением наиболее крупных потребителей для двух вариантов:

- прогноз потребления электроэнергии, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС», являющийся основным;
- прогноз потребления электроэнергии, предоставляемый органом исполнительной власти Чеченской Республики (не являющийся обязательным).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам инв. №	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2						Лист
									54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Приложение А (продолжение)

2.6.2. Прогноз максимума нагрузки на 5-летний период (с разбивкой по годам) по территории Чеченской Республики и с детализацией по узлам нагрузки для двух вариантов:

- прогноз максимума нагрузки, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС» и являющимся основным;
- прогноз максимума нагрузки, предоставляемый органом исполнительной власти Чеченской Республики (не являющимся обязательным).

2.6.3. Деагрегация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Чеченской Республики с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме.

2.7. Схема развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2011-2015 гг. и прогноз на 2030 год с расчетами, аналитическими и документальными материалами, оформленными в виде приложений, в текстовом и электронном виде.

**3.3. Технические, организационные и другие требования к выполнению работы.**

3.1. За отчетный год принять (2009 г. и 1-е полугодие 2010 г.), за расчетные - 2011-2015 годы, оценку перспектив - до 2030 года.

Работа должна базироваться на основании действующего законодательства и нормативно-методических материалов по проектированию развития электроэнергетических систем и электрических сетей, в том числе «Положения о технической политике в распределительном электросетевом комплексе», (утв. распоряжением ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.10.2006 № 270-р/293р).

3.2. Проработки должны учитывать функционирование общероссийского оптового рынка электроэнергии и оптимизацию режима работы электростанций на уровне объединенной энергосистемы Юга, выработку электроэнергии на собственных генерирующих мощностях в республике, выработку тепловой энергии на теплоэлектростанциях.

В работе должны быть учтены мероприятия инвестиционных программ ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Северного Кавказа», ОАО «Нурэнерго», ОАО «Русгидро», ОАО «Холдинг МРСК», на 2010-2015 годы, а также рекомендации Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по ликвидации сетевых и балансовых ограничений в ОЭС и части энергосистемы на территории Чеченской Республики.

Программа развития энергетики Чеченской Республики разрабатывается с учетом программы социально-экономического развития республики, прогнозного спроса на электрическую энергию, с учетом развития объектов ЕЭС и источников генерации в регионе.

Программа развития энергетики должна быть согласована с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, а в части развития электрических сетей с филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга и ОАО «МРСК Северного Кавказа».

Программа развития энергетики должна быть рассмотрена и утверждена Правительством Чеченской Республики.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭЭ

Лист  
55



Приложение А (продолжение)

Разрабатывается с учетом предполагаемой выработки электроэнергии на объектах каскада гидроэлектростанций на реке Аргунь и канале «Промышленный», малых гидроэлектростанций на горных реках, на тепловых станциях (Грозненская ТЭС, Аргунская ТЭЦ), на комплексных летатель-генераторных установках, на других источниках ВИЭ.

**4. Состав программы.**

**Программа должна включать:**

4.1. Отчетная динамика и структура электропотребления энергосистемы Чеченской Республики за 2005-2010 г.г.

4.2. Анализ функционирования и развития электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы, в 2001-2009 г.г. напряжением 35-110-330 кВ.

4.3. Оценка спроса на электрическую энергию, структуры и режимов ее потребления, оценка прогнозируемой максимальной нагрузки энергосистемы республики на период 2011-2015 г.г. и до 2030 г.

Прогноз электропотребления в период 2011-2015 г.г. принимается по данным ОАО «СО ЕЭС».

4.4. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период.

При формировании перспективных балансов электроэнергии энергосистемы Чеченской Республики потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом объемов электропотребления на территории региональной энергосистемы иsaldoперетоков с соседними энергосистемами.

4.5. Разработка предложений по вводу генерирующих мощностей на территории энергосистемы. Определить перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей мощностью свыше 5 МВт на 5-летний период.

4.6. Балансы мощности и электроэнергии Чеченской энергосистемы, режимы работы электрических станций на расчетный период 2011-2015 г.г. и до 2030 г.

Показатели балансов приводятся по годам на период до 2015 г. и прогноз на уровне 2030 г. в целом.

4.7. Расчеты электрических режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2013 г. и 2015 г. для двух вариантов.

4.8. Определение расчетных электрических нагрузок подстанций 35 и 110 кВ и режимов работы электрических сетей 110 кВ и выше на расчетном этапе 2011 - 2015 г.г.

4.9. Определение на основании балансовых и электрических расчетов перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением.

4.10. Разработка предварительных предложений в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест».

4.11. Разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 и 35 кВ на территории энергосистемы Чеченской Республики в период 2011-2015 г.г. и предварительные рекомендации по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на перспективу до 2030 г.г.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2

Лист  
56

Приложение А (продолжение)

4.12. Результаты проверки достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации «узких мест» при различных вариантах развития и при необходимости корректировка перечня.

4.13. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.

4.14. На основании сформированного перечня представить сводные данные по развитию электрической сети напряжением 330 кВ и ниже с выделением сводных данных для сети 110 кВ и ниже (для каждого года).

4.15. Разработка рекомендаций по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на 2011-2015 г.г. и на 2030 г.

4.16. Разработка рекомендаций по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы в 2011-2015 г.г.

4.17. Разработка рекомендаций по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы в 2011-2015 г.г. в соответствии с программой социально-экономического развития Чеченской Республики.

4.18. Разработка рекомендаций в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

4.19. При обосновании необходимого развития электрических сетей рассмотреть следующие характерные режимы на этапе развития энергосистемы 2011-2015 г.г.:

- зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного (различного) дня.

4.20. Оценка уровня токов к.з. для схемы на 2015-2020 г.г. для определения требований к устанавливаемому оборудованию на новых подстанциях, при техническом перевооружении или реконструкции действующих подстанций, а также для проверки соответствия расчётным токам к.з. отключающей способности выключателей, установленных в РУ 110 кВ на действующих подстанциях энергосистемы. В случае несоответствия должны быть выданы рекомендации по замене оборудования или мероприятиям по снижению ТКЗ.

4.21. Разработка Перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей республики на расчетном этапе развития электрических сетей на 2011-2015 г.г. с ранжированием объектов по значимости в годах ввода.

4.22. Технико-экономические показатели развития электрической сети.

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше с оценкой необходимых капитальных вложений по укрупненным показателям с разбивкой по годам в период 2011-2015 г.г.

Оценка потребности в основном электрооборудовании – трансформаторы, выключатели, компенсирующие устройства (БСК, СТК и др.) с разбивкой по годам в период 2011-2015 г.г.

5

Изм.	№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2						Лист
										57
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

Приложение А (продолжение)

Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.

4.23. Разработка, согласно перечню планируемых к вводу генерирующих мощностей и электросетевых объектов, следующих графических материалов в виде Приложений:

- карты-схемы электрических сетей 35, 110 и 330 кВ на территории Чеченской Республики на 2015, 2020 и 2030 годы;
- принципиальная схема электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Чеченской Республики на 2015 г.
- схемы потакораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для расчетных режимов по п. 4.19.

5. Срок выполнения работы - согласно договору.

6. Особые условия.

Результаты работы, выполняемой по настоящему Техническому заданию, являются собственностью Заказчика и не могут быть переданы третьей стороне без письменного согласия Заказчика.

Программа и приложения к ней, Подпрограммы и приложения к ним представляются Заказчику в виде печатного материала и в электронном виде по 4-х экз.

Исполнитель представляет Программу:

- для рассмотрения и согласования промежуточных и итоговых результатов работы рабочей группой, созданной в соответствии с протоколом заседания Координационного совета по развитию электроэнергетики и штаба по обеспечению безопасности Чеченской Республики от 30.07.2010 №02-33;
- для утверждения на Координационном Совете по развитию электроэнергетики Чеченской Республики.

7. Исходная информация для разработки Программы, предоставляемая Заказчиком:

- отчетные данные о работе энергосистемы на территории Чеченской Республики;
- результаты инвентаризации и технического аудита электрооборудования, конструкций и сооружений, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода;
- государственные или региональные программы социально-экономического развития региона, в том числе, перспективные планы социально-экономического развития Чеченской Республики, перспективные показатели потребления электрической энергии (электрических нагрузок), инвестиционные проекты по запросу Проектировщика;
- документы территориального планирования Чеченской Республики, согласованные Минэнерго России;
- предложения системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти

6

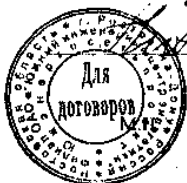
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Приложение А (продолжение)

Чеченской Республики по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Чеченской Республики:

- предложения Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (выявленных «узких мест») и разработанный им прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Чеченской Республике;
- проработки специализированных проектных организаций о возможностях использования гидроэнергетических ресурсов, геотермальных источников и др.;
- перечень поступивших заявок и заключенных договоров на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям;
- инвестиционные программы (а также программы реновации, модернизации и реконструкции) генерирующих и электросетевых компаний;
- схема и программа развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России на период 2010-2015 гг.;
- генеральная схема размещения объектов электроэнергетики Российской Федерации до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.

ИСПОЛНИТЕЛЬ:



М.Д. Аполюсов

ЗАКАЗЧИК:



Д. К.-С. Багаев

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	Лист
							59
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					

## Приложение Б

Регистр заявок на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям «Нурэнерго» с распределением их по питающим подстанциям 35 и 110 кВ

№	Заявитель (объект)	Филиал	N, МВт	Дата получения заявки	Дата получения проекта ТУ от филиала	Дата соглашения ТУ	Дата на правления ТУ для расчета стоимости ТП	Дата представления предв. платы за ТП	Предварительная стоимость ТП, млн. руб.	Дата на правления договора на согласование	Дата направления договора за-казчику	Дата и №ДТП
1	В/ч 5157 Ведено (Батальон "Юг") (ПС 35/10кВ Ведено)	НЭ	1,13	12.03.2009	03.03.2009	12.03.2009	16.03.2009	03.04.2009	40,31	06.04.2009	01.06.2009	298/2009 от 15.06.2009
2	"Акваларк" г. Гудермес (ПС 35/6 кВ "Мединструмент")	НЭ	1,00	27.07.2009	27.07.2009	31.07.2009	05.08.2009	11.08.2009	109,05	12.08.2009	02.09.2009	
3	Грозный-сити (ЗАО "Инкомстрой") (ПС 110/35/10 кВ "Южная" и ПС 110/35/10кВ "Северная")	НЭ	9,83	26.02.2010	03.03.2010	22.03.2010	25.03.2010	31.03.2010	265,02	06.04.2010	06.07.2010	
4	Гудермес-сити (ЗАО "Инкомстрой") (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	7,48	26.02.2010	03.03.2010	20.05.2010	03.06.2010	09.06.2010	763,17	11.06.2010	06.07.2010	
5	Консервный и Стекольный завод (г. Грозный) (Проектируемая ПС 35/10 Кв)	НЭ	1,86	01.10.2009	02.10.2009	14.10.2009	20.10.2009	26.10.2009	173,32	05.11.2009	03.12.2009	31.05.2010 №207/210НЭ
6	КПЧР "Дирекция" ВНС-9 г. Грозный (ПС 35/10кВ "Западная")	НЭ	6,00	18.08.2009	10.09.2009	17.09.2009	24.09.2009	30.09.2009	46,90	01.10.2009	28.10.2009	
7	Республиканская больница в г. Грозном (ПС 110/10 "Южная")	НЭ	3,33	21.12.2009	27.02.2010	16.03.2010	17.03.2009	22.03.2010	128,50	25.03.2010	12.07.2010	
8	Кирпичный з-д в г. Грозном (ПС 110/35/10кВ ГРП-110)	НЭ	2,80	24.02.2010	24.02.2010	05.03.2010	10.03.2010	13.03.2010	50,59	19.03.2010	25.06.2010	
9	Чеченмелиоводхоз в г. Грозном (Проектируемая ПС 35/10кВ)	НЭ	1,89	25.03.2010	06.04.2010	22.04.2010	26.04.2010	20.05.2010	92,81	25.05.2010	25.06.2010	
10	Многофункциональное административное здание (МинБанк) ПС 110/35/10кВ "Северная"	НЭ	2,39	19.05.2010	19.05.2010	03.06.2010	03.06.2010	07.06.2010	61,33	08.06.2010	06.07.2010	
11	Аргунский комбинат стройматериалов (РУ 110/35/10 кВ Аргунской ТЭЦ)	НЭ	3,00	18.05.2010	18.05.2010	15.06.2010	16.06.2010	23.06.2010	25,98	24.06.2010	03.08.2010	
12	Консервный завод с. Центрой (ПС 35/6 кВ "Мединструмент")	НЭ	1,20	26.02.2010	05.04.2010	20.04.2010	23.04.2010	30.04.2010	32,21	21.05.2010	03.06.2010	
13	Очистные сооружения г. Гудермес (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	2,22	11.06.2010	16.06.2010	30.06.2010	01.07.2010	06.07.2010	5,45	07.07.2010	03.08.2010	
14	Водозабор Черная речка с. Джалка (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	1,70	11.06.2010	16.06.2010	30.06.2010	01.07.2010	06.07.2010	3,87	07.07.2010	03.08.2010	
15	Грозненский нефтеперерабатывающий за-вод (Проектируемая ПС 110/10 кВ "НПЗ")	НЭ	19,40	25.06.2010	25.06.2010	20.07.2010	21.07.2010	03.08.2010	54,34	06.08.2010		26.08.2010 №319/2010 НЭ
16	ОАО "Грозненский газоперерабатывающий завод" ПС 110/35/10 кВ №84)	НЭ	4,30	20.09.2010	23.09.2010	11.10.2010	14.10.2010					
17	Лечебный корпус при Гудермесской ЦРБ (Проектируемая ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити")	НЭ	1,55	02.08.2010	05.08.2010	16.08.2010	17.08.2010	24.08.2010	5,01	31.08.2010	01.10.2010	
18	ООО ПКФ "Казбек" (ПС 110/35/10кВ Цемязавод)	НЭ	4,45	15.07.2010	05.08.2010	25.08.2010	26.08.2010	01.09.2010	89,37	07.09.2010	17.09.2010	16.09.2010 №382/2010 НЭ

**Приложение В**  
**Вводы электросетевых объектов 35 кВ и выше (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях**  
**в период 2010-2015 г.г. в Чеченской энергосистеме**

Цены приведены на 2010 г.

Электросетевые объекты	Всего ввод новых мощностей км, МВА	Всего инвестиций, млн. руб	в том числе по годам											
			Ввод км, МВА	Инвестиц., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиц. млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиц. млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиц. млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиц., млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиц., млн. руб.
			2010		2011		2012		2013		2014		2015	
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>1. Новые вводы</b>														
<b>ВЛ 110 кВ</b>														
Л-202 "Горци-Плиево"	62,0	491,3			62,0	491,3								
заходы Л-202 на ПС "Ачхой-Мартан"	8,0	55,0							8,0	55,01				
подкл. Л-121а "Саманки-Горская-3" к Л-121 "Горци-Плиево"	5,5	10,7			5,5	10,7								
б/н "Шали-Курчалой-110"	22,0	138,7					22,0	138,7						
б/н "Ойсунгур-Курчалой-110"	15,0	94,5					15,0	94,5						
отп.от Л-136 и Л-137 на ПС "ГНПЗ"	8,0	45,7			8,0	45,7								
отп.от Л-114 и Л-115 на ПС "Восточная-2"	3,0	24,9									3,0	24,9		
отп.от Л-136 и Л-137 на ПС "Октябрьская"	10,0	70,4					10,0	70,4						
заходы Л-126 и Л-142 на ПС "Гудермес-Сити"	4,0	35,6			4,0	35,6								
б/н "Арг.ТЭЦ-4 - Гудермес гор."	22,0	155,0							22,0	155,0				
заход Л-110 на ПС "Комсомольская"	1,0	8,3									1,0	8,3		
восстан. Л-137 "ГРП-Грозный-330"	6,0	30,0			6,0	30,0								
заходы Л-182,Л-109,Л-110 на "Грозненскую ТЭЦ"	8,0	66,4											8,0	66,4
заходы Л-144 на ПС "Гудермес-2"	2,0	11,8					2,0	11,8						
б/н "Грозный-330 - АргТЭЦ-4"	12,8	71,0			12,8	71,0								
восстан.Л-160 "Арг.ТЭЦ-4-Шали"	12,5	62,0					12,5	62,0						
восстан. Л-144 "Ойсунгур-Гудермес тяг." (подвеска провода)	28,5	15,0			28,5	15,0								
заход Л-175 на ПС "Червленная"	6,5	40,6									6,5	40,6		

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Приложение В (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
восстан. Л-122 "Ишерская-Плиево" (при новом строительстве)	60,6	300,8					60,6	300,8						
<b>Итого по ВЛ 110 кВ</b>	<b>297,4</b>	<b>1727,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>126,8</b>	<b>699,2</b>	<b>122,1</b>	<b>678,3</b>	<b>30,0</b>	<b>210,0</b>	<b>10,5</b>	<b>73,8</b>	<b>8,0</b>	<b>66,4</b>
<b>ВЛ 35 кВ</b>														
восстан. Л-29 "15 мол.с/з - №84"	3,5	20,4			3,5	20,4								
восстан.Л-32 "15 мол.с/з - Горская-1"	32,5	149,4					32,5	149,4						
Л-451 "Шали - Бройлерная"	10,8	49,7			10,8	49,7								
Л-450 "Бройлерная - Курчалой-110"	10,2	46,9					10,2	46,9						
Л-50 "Ведено - Саясан"с отп. на ПС "Центорой"	23,5	108,1					23,5	108,1						
Л-444а "Новокули - Ножай-Юрт"	18,1	83,2							18,1	83,2				
б/н "Электроприбор - Катаяма"	8,0	36,8											8,0	36,8
б/н "Аэропорт - Катаяма"	10,0	46,0											10,0	46,0
б/н "Черноречье - Западная"	2,4	18,8			2,4	18,8								
восстан. Л-453"Гудермес гор-Мединструмент"	2,3	18,0			2,3	18,0								
восстан. Л-69 "Гвардейская - Знаменская"	10,8	49,7									10,8	49,7		
восстан.Л-46 "Шелковская-Гудермес гор" с отп. на ПС "Азамат-Юрт"	21,7	20,0					21,7	20,00						
<b>Итого по ВЛ 35 кВ</b>	<b>153,8</b>	<b>646,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>19,0</b>	<b>106,8</b>	<b>87,9</b>	<b>324,4</b>	<b>18,1</b>	<b>83,2</b>	<b>10,8</b>	<b>49,7</b>	<b>18,0</b>	<b>82,8</b>
<b>Всего вводы по ВЛ 110-35 кВ</b>	<b>451,2</b>	<b>2374,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>145,8</b>	<b>806,1</b>	<b>210,0</b>	<b>1002,6</b>	<b>48,1</b>	<b>293,2</b>	<b>21,3</b>	<b>123,5</b>	<b>26,0</b>	<b>149,2</b>
<b>ПС 110 кВ</b>														
"Гудермес-Сити"	50,0	502,1			50,0	502,1								
"Комсомольская"	50,0	327,4									50,0	327,4		
"Восточная-2"	50,0	251,8									50,0	251,8		
"Гудермес-2"	50,0	338,6					50,0	338,6						
"Курчалой-110"	32,0	331,8					32,0	331,8						
"Грозненский НПЗ"	50,0	224,3			50,0	224,3								
"Ачхой-Мартан" (перевод на ПОКВ)	32,0	324,8							32,0	324,8				
"Самашки" (стр-во на новом месте)	32,0	423,3			32,0	423,3								
"Горская-3" (перевод на ПОКВ)	32,0	416,2									32,0	416,2		

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Приложение В (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
"Октябрьская (стр-во на новом месте)	16,0	209,5					16,0	209,46						
<b>Итого по ПС 110 кВ</b>	<b>394,0</b>	<b>3349,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>132,0</b>	<b>1149,7</b>	<b>98,0</b>	<b>879,9</b>	<b>32,0</b>	<b>324,8</b>	<b>132,0</b>	<b>995,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ПС 35 кВ</b>														
"Бройлерная"	12,6	73,6			12,6	73,6								
"Катайма"	12,6	73,6											12,6	73,6
"15 молсовхоз" (восстановление)	5,0	64,8			5,0	64,8								
"Центарой" (восстановление)	2,5	45,6					2,5	45,6						
<b>Итого по ПС 110 кВ</b>	<b>32,7</b>	<b>257,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,6</b>	<b>138,4</b>	<b>2,5</b>	<b>45,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,6</b>	<b>73,6</b>
<b>Всего вводы по ПС 110-35 кВ</b>	<b>426,7</b>	<b>3607,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>149,6</b>	<b>1288,1</b>	<b>100,5</b>	<b>925,5</b>	<b>32,0</b>	<b>324,8</b>	<b>132,0</b>	<b>995,4</b>	<b>12,6</b>	<b>73,6</b>
<b>2. Замена оборудования (реконструкц. и техническое перевооружение)</b>														
<b>ВЛ 110 кВ</b>														
Л-128 "Ярыксу - Ойсунгур"	26,3	29,0			26,3	29,0								
Л-126 "Гудермес - Гудермес тяг."	10,5	15,0			10,5	15,0								
Л-175 "Терек тяг. -Червленная"	42,0	35,0					42,0	35,0						
<b>Итого по ВЛ 110 кВ</b>	<b>78,8</b>	<b>79,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>36,8</b>	<b>44,0</b>	<b>42,0</b>	<b>35,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ВЛ 35 кВ</b>														
Л-60 "Ачхой-Мартан - Самашки"	12,5	10,0					12,5	10,0						
Л-402 "Толстой-Юрт - Червленная"	14,0	8,0							14,0	8,0				
<b>Итого по ВЛ 35 кВ</b>	<b>26,5</b>	<b>18,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,5</b>	<b>10,0</b>	<b>14,0</b>	<b>8,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Всего замена по ВЛ 110-35 кВ</b>	<b>105,30</b>	<b>97,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>36,80</b>	<b>44,00</b>	<b>54,50</b>	<b>45,00</b>	<b>14,00</b>	<b>8,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>ПС 330 кВ</b>														
"Грозный-330" (уст. А Т-3, выкл. 330кВ-2шт, выкл. 110кВ-4шт.)	125,0	509,8			125,00	509,80								
<b>Итого по ПС 330 кВ</b>	<b>125,0</b>	<b>509,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>125,0</b>	<b>509,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>ПС 110 кВ</b>														
"Червленная" (заверш.рек. и оформление)	-	1,0			-	1								



ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Приложение В (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
"Горел" (зам.выкл.110кВ-3шт, 35кВ-6шт, КРУ-10, разъед., ТСН, ТТ, ТН, ОПН и др.)	-	140,6				140,6								
"Ищерская" (зам.Т-1,Т-2, выкл.110кВ-1шт, КРУ-6(10), разъед., ТСН, ТТ, ТН, ОПН и др.)	50,0	538,7							50,0	538,7				
"ГРП-110" (зам. Т-3)	25,0	32,3			25,0	32,3								
"Ойсунгур" (уст.выкл. 110 кВ-5шт, зам.ТСН, ТТ,ТН, ОПН и др.)		185,3				148,3		37,0						
"Шали"(уст.выкл. 110 кВ-7шт, 35 кВ-1шт, зам. Т-1,Т-2 выкл.35кВ-6шт, КРУ-10,разъед.ТСН.и др.)	50,0	376,8					50,0	376,8						
"Наурская" (уст. выкл. 110кВ-2шт, зам. выкл. 110 кВ-3шт, зам.выкл.35кВ-6шт, КРУ-10,и др.)		214,7								214,7				
"Холодильник" (уст. Т-2, выкл.110кВ-1шт и др.)	25,0	70,0			25,0	70,0								
"Каргалиновская" (уст. Т-2, выкл. 110кВ-1шт, выкл. 35кВ-1шт, зам. выкл. 110кВ-1шт, 35кВ-6шт, КРУ-10, разъед., ТН, ТТ, ОПН и др.)	10,0	135,6									10,0	135,6		
"Горячисточиненская" (уст. выкл. 110кВ-1шт, зам.выкл. 110кВ-2шт, 35кВ-6шт, КРУ-6, и др.)		140,6								140,6				
"Шелковская"(уст.выкл. 110 кВ-2 шт, зам. выкл. 110кВ-1шт, 35кВ-8шт, КРУ-10, разъед. и др.)		146,7										146,7		
"Северная" (зам.Т-1, Т-2)	80,0	74,1					80,0	74,1						
"Алпатово" (уст.выкл. 110 кВ- 1шт, зам.КРУ-10, разъед., ТТ, ТН, ОПН и др.)		42,6												42,6
"Ищерская тяг." (уст. Т-2)	25,0	44,0											25,0	44,0
"N84" (уст.выкл. 110 кВ-1шт, выкл.35кВ-1шт)	-	40,1			-	40,1								
"Цементзавод" (зам. Т-3, рек. ОРУ-110)	10,0	12,7			10,0	12,7								
"Восточная"(уст.выкл.35кВ-1шт, зам.Т-1, выкл. 1 ЮкВ-1шт, разъед., ТТ, ТН, ОПН и др.)	25,0	72,5					25,0	72,5						
"Южная" (уст. Т-2, выкл.110кВ-1шт, зам. Т-1и др.)	50,0	98,4			25,0	70,5	25,0	27,9						
"Гудермес гор."(выкл. 110 кВ-6шт,выкл- 35кВ-2шт, зам. Т-1, Т-2, замена всего оборуд.)	50,0	313,4							50,0	313,4				
"АКХП" (уст.Т-2, выкл.110кВ-2шт)	10,0	116,7									10,0	116,7		
"Терек тяг" (уст. выкл. 110кВ-2шт, выкл. 35кВ-1шт)		40,1												40,1
"Гудермес тяг." (уст.Т-2, выкл.110кВ-2шт)	25,0	118,1			-	37,0							25,0	81,1

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Приложение В (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ОРУ-110 АргТЭЦ-4 (уст. выкл. ПОКВ-3шт)	-	111,0			-	37,0		37,0	-	37,0				
<b>Итого по ПС 110 кВ</b>	<b>435,0</b>	<b>3066,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>85,0</b>	<b>589,5</b>	<b>180,0</b>	<b>625,3</b>	<b>100,0</b>	<b>1244,4</b>	<b>20,0</b>	<b>399,0</b>	<b>50,0</b>	<b>207,8</b>
<b>ПС 35 кВ</b>														
"Кугули" (уст. Т-1, выкл. 35кВ-1шт, зам. КРУ-10)	2,5	17,4							2,5	17,4				
"Фрунзе" (зам. КРУ-6, ТТ, ТН и др.)	-	5,0						5,0						
"Майская" (уст. Т-2, зам. КРУ-6, ТТ, ТН и др.)	1,6	15,2							1,6	15,2				
"Надгеречная" (зам. Т-1, Т-2, КРУ-10, ТТ, ТН и др.)	8,0	27,2					8,0	27,2						
"Ассиновская" (уст. Т-2, уст. выкл. 35кВ-2шт и др.)	4,0	23,5			4,0	23,5								
"Западная" (уст. выкл. 110кВ-1шт, зам. Т-1, Т-2)	20,0	28,4			20,0	28,4								
"Электроприбор" (зам. Т-1, ТСН, ТН, ОПН и др.)	6,3	12,0			6,3	12,0								
"Аэропорт" (уст. выкл. 35кВ-1шт)	-	3,0											-	3,0
"Правобережная" (уст. Т-2, выкл. 35кВ-2шт, КРУ-10)	4,0	28,0			4,0	28,0								
"Азамат-Юрт" (уст. Т-1, выкл. 35кВ-1шт, зам. КРУ-10)	2,5	18,9					2,5	18,9						
"Карьеры" (уст. Т-1, выкл. 35кВ-1шт, зам. КРУ-10)	2,5	18,9			2,5	18,9								
"Шатой" (уст. выкл. 35кВ-2шт)	-	6,0			-	6,0								
"Махкеты" (уст. выкл. 35кВ-1шт, зам. Т-1, КРУ-10)	4,0	14,2					4,0	14,2						
"Ведено" (уст. Т-2, выкл. 35кВ-2шт, зам. КРУ-10)	6,3	28,3			6,3	28,3								
"Беной" (зам. КРУ-10)	-	5,0			-	5,0								
"Саясан" (уст. Т-2, выкл. 35кВ-4шт, зам. КРУ-10)	4,0	32,6					4,0	32,6						
"Ножай-Юрт" (рек. ОРУ-35кВ, уст. выкл. 35кВ-1шт)	-	5,6							-	5,6				
"Мединструмент" (уст. Т-2, уст. выкл. 35кВ-1шт)	4,0	22,5			4,0	22,5								
"Бердыкель" (уст. Т-2, уст. выкл. 35кВ-1шт, КРУ-6)	6,3	28,0			6,3	28,0								
"Курчалой" (зам. выкл. 35кВ-3шт, КРУ-10 и др.)	-	20,3							-	20,3				
"N56" (уст. выкл. 35кВ-1шт, зам. ТСН, ТН, ОПН и др.)	-	5,6			-	5,6								
<b>Итого по ПС 35 кВ</b>	<b>76,0</b>	<b>365,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>53,4</b>	<b>206,2</b>	<b>18,5</b>	<b>97,9</b>	<b>4,1</b>	<b>58,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>
<b>Всего замена по ПС 330-110-35 кВ</b>	<b>636,0</b>	<b>3941,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>263,4</b>	<b>1305,5</b>	<b>198,5</b>	<b>723,2</b>	<b>104,1</b>	<b>1302,9</b>	<b>20,0</b>	<b>399,0</b>	<b>50,0</b>	<b>210,8</b>
<b>3. Всего по ВЛ и ПС 110-35 кВ</b>		<b>10020,3</b>		<b>0,0</b>		<b>3443,6</b>		<b>2696,3</b>		<b>1928,9</b>		<b>1517,9</b>		<b>433,6</b>
<i>в том числе по ПС 330кВ " Грозный"</i>		509,8		0,0		509,8		0,0		0,0		0,0		0,0

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

## Приложение Г

Вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях в период 2016-2030 г.г. в Чеченской энергосистеме

Цены приведены на 2010 г.

Электросетевые объекты	Всего ввод новых мощно- стей км, МВА	Всего инве- стиций, млн. руб	в том числе по годам									
			2016-2020			2021-2025			2026-2030			
			Ввод мощности		Инвести ц., млн. руб.	Ввод мощности		Инвести ц., млн. руб.	Ввод мощности		Инвести ц., млн. руб.	
			км	МВА		км	МВА		км	МВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<b>Объекты 330 кВ</b>												
ВЛ 330кВ "В-500 - Гудермес-330" с ПС 330кВ "Гудермес-330" и с расширением ПС "В-500"	140км, 2x125МВА	4030,0	140,0	250	4030							
ВЛ 330кВ "Гудермес-330 - Шатой-330" с расширением ПС "Шатой-330"	80км	1565,7	80,0		1565,7							
ВЛ 330кВ "Грозный-330 - Шатой-330" с ПС 330кВ "Шатой-330" и расширением ПС "Грозный-330"	45км, 2x200МВА	1984,8	45,0	400	1984,8							
ВЛ 330кВ "Шатой-330 - Итум-Калинская ГЭС"	20км	901,6	20,0		901,6							
ВЛ 330кВ "Шатой-330 - Ботлих-330" с расширением ПС "Ботлих-330"	55км	1658,6				55,0		1658,6				
заход ВЛ 330кВ "Шатой-330 - Ботлих-330" на Химойскую ГЭС	2x6,0км	1658,6							12,0			1658,6
<i>Итого вводы по ВЛ 330 кВ</i>	<i>352,0</i>		<i>285,0</i>			<i>55,0</i>			<i>12,0</i>			
<i>Итого вводы по ПС 330 кВ</i>	<i>650,0</i>			<i>650,0</i>			<i>0,0</i>			<i>0,0</i>		
<b>Всего инвестиций в объекты 330кВ</b>		<b>10140,7</b>			<b>0,0</b>			<b>1856,8</b>				<b>8283,9</b>
<b>Объекты 110 кВ</b>												
ВЛ 1 ЮкВ "Горячийсточенская - Гудермес тя"	32,6 км	332,4				32,6		332,4				
ВЛ 110кВ "Гудермес-330 - Гудермес гор."	13 км	177,1	13,0		177,1							
ВЛ 110кВ "ГрТЭЦ - Южная" (2-е цепи)	2x8км	131,2	16,0		131,2							
ВЛ 1 ЮкВ "Горец - Горец-2" с ПС 1 ЮкВ "Горец-2" с рек. ПС "Горец"	5,0км, 2x25МВА	459,3	5,0	50,0	459,3							

## ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

## Приложение Г (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ВЛ 110кВ "Горей-2 - Цементзавод" с заходом на Чирь-Юртскую ГЭС	20км	306,6	20,0		306,6						
ВЛ 110кВ "Цементзавод - Шатой-110" (2-е цепи) с заходом одной цепи на Дуба-Юртовскую ГЭС с ПС 110кВ "Шатой-110"	2х27км, 2х16МВА	984,7	54,0	32,0	984,7						
ВЛ 110кВ "Грозный-330 - Цементзавод"	23,3км	258,7	23,3		258,7						
ВЛ 110кВ "Чирь-Юртская ГЭС - Зонахская ГЭС"	1км	209,3	11,0		209,3						
ВЛ 110кВ "Шатой-330 - Итум-Калинская ГЭС" (2-е цепи) с заходами на Какадойскую ГЭС и Нихайловскую ГЭС	2х20 км	673,5	40,0		673,5						
заход ВЛ 110кВ "Цементзавод-Шатой-110" на Улус-Кертскую ГЭС	2х1 км					2,0		17,7			
ВЛ 110кВ "Шатой-330 - Шаро-Аргунская ГЭС" (2-е цепи) с заходами на Нижелойахскую ГЭС	2х14 км	369,7				28,0		369,7			
ВЛ 110кВ "Шатой-330 - Шатой-110" (2-е цепи)	2х3 км	204,8	6,0		204,8						
ПС ПОкВ "Шали-2" с заходом ВЛ 110кВ "АрТЭЦ-4 - Шали"	2х5 км, 2х25МВА	363,1	10,0	50,0	363,1						
ПС ПОкВ "Аргун" с заходом ВЛ 110кВ "Грозный-330 - Гудермес тяг."	2х0,5 км, 2х25МВА	295,7	1,0	50,0	295,7						
ПС 110кВ "ПГВ" с заходом ВЛ 110кВ Л-110	2х1 км, 2х25МВА	303,1	2,0	50,0	303,1						
ПС 110кВ "ВЭС" с заходом ВЛ 110кВ "Горячесточненская-Гудермес тяг"	2х0,5 км, 2х40МВА	319,7	1,0	80,0	319,7						
заходы Л-146, Л-149 на ПС 330 кВ "Гудермес-330"	2х1 км, 2х3 км	59,9	8,0		59,9						
<i>Итого вводы по ВЛ 110 кВ</i>	<i>272,9</i>		<i>210,3</i>			<i>62,6</i>		<i>0,0</i>			
<i>Итого вводы по ПС 110 кВ</i>	<i>312,0</i>			<i>312</i>			<i>0</i>		<i>0</i>		
<b>Всего инвестиций в объекты 110 кВ</b>		<b>5448,8</b>			<b>4746,7</b>			<b>719,8</b>		<b>0,0</b>	
<b>ВСЕГО ВВОДЫ ПО ВЛ 110-330 КВ</b>	<b>624,9</b>		<b>495,3</b>			<b>117,6</b>		<b>12,0</b>			
<b>ВСЕГО ВВОДЫ ПО ПС 110-330 КВ</b>	<b>962,0</b>			<b>962,0</b>			<b>0,0</b>		<b>0,0</b>		
<b>ВСЕГО ИНВЕСТИЦИЙ ПО ОБЪЕКТАМ 110-330 КВ</b>		<b>17248,1</b>			<b>13228,8</b>			<b>2378,4</b>		<b>1658,6</b>	

Приложение Д  
 Результаты расчета токов к.з. в сети 110 кВ и выше  
 для схемы электрической сети энергосистемы 2020 г.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)		3I0 (л/ф)	
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)
U=115.0/0 12301-	ИЩЕРСКАЯ	Z1=2.121+j5.642 11016	Z2=2.121+j5.642 111	Z0=0.806+j7.928 3342 105	Z0=0.806+j7.928 3342 105	10027	105
U=115.0/-0 12302-	ГОРСКАЯ III	Z1=3.346+j7.691 7916	Z2=3.346+j7.691 114	Z0=1.825+j17.347 1963 105	Z0=1.825+j17.347 1963 105	5890	105
U=115.0/-0 12311-	САМАШКИ	Z1=2.506+j7.248 8658	Z2=2.506+j7.248 109	Z0=1.712+j14.325 2243 103	Z0=1.712+j14.325 2243 103	6730	103
U=115.0/-0 12312-	ГРП	Z1=0.628+j3.188 20435	Z2=0.628+j3.188 101	Z0=0.281+j3.231 6824 99	Z0=0.281+j3.231 6824 99	20473	99
U=115.0/-0 12313-	ГОРЕЦ	Z1=2.059+j7.252 8808	Z2=2.059+j7.252 106	Z0=0.786+j9.338 2728 102	Z0=0.786+j9.338 2728 102	8183	102
U=115.0/-0 12314-	№ 84	Z1=2.741+j6.847 9002	Z2=2.741+j6.847 112	Z0=1.913+j12.531 2437 106	Z0=1.913+j12.531 2437 106	7310	106
U=115.0/-0 12315-	ИЩЕРСКАЯ ТЯГ.	Z1=3.296+j8.077 7611	Z2=3.296+j8.077 112	Z0=0.875+j9.993 2442 106	Z0=0.875+j9.993 2442 106	7325	106
U=115.0/-0 12316-	АЛПАТОВО	Z1=3.880+j9.336 6567	Z2=3.880+j9.336 113	Z0=1.470+j13.276 1997 106	Z0=1.470+j13.276 1997 106	5990	106
U=115.0/-0 12317-	НАУРСКАЯ	Z1=3.097+j7.864 7855	Z2=3.097+j7.864 111	Z0=1.203+j10.857 2406 106	Z0=1.203+j10.857 2406 106	7218	106
U=115.0/-0 12318-	ТЕРЕК ТЯГ.	Z1=5.175+j13.585 4567	Z2=5.175+j13.585 111	Z0=1.002+j14.889 1524 105	Z0=1.002+j14.889 1524 105	4572	105
U=115.0/-0 12319-	ЧЕРВЛЕНАЯ	Z1=6.220+j16.858 3695	Z2=6.220+j16.858 110	Z0=2.842+j26.307 1072 104	Z0=2.842+j26.307 1072 104	3216	104
U=115.0/-0 12320-	ГОРЯЧЕЙСТОЧНИНСК	Z1=5.146+j14.215 4392	Z2=5.146+j14.215 110	Z0=1.314+j16.499 1431 104	Z0=1.314+j16.499 1431 104	4292	104
U=115.0/-0 12321-	ГУДЕРМЕС ТЯГ.	Z1=1.463+j4.818 13185	Z2=1.463+j4.818 107	Z0=0.356+j4.912 4452 103	Z0=0.356+j4.912 4452 103	13356	103
U=115.0/-0 12322-	ГРОЗНЕНСКАЯ ТЭЦ	Z1=0.441+j2.877 22811	Z2=0.441+j2.877 99	Z0=0.054+j1.684 8856 97	Z0=0.054+j1.684 8856 97	26569	97
U=115.0/-0 12323-	ОТП. НА ХОЛОДИЛ	Z1=1.086+j4.523 14274	Z2=1.086+j4.523 104	Z0=0.485+j7.215 4030 99	Z0=0.485+j7.215 4030 99	12089	99
U=115.0/-0 12324-	ОТП. НА ХОЛОДИЛ	Z1=1.203+j4.472 14337	Z2=1.203+j4.472 105	Z0=0.555+j7.103 4069 100	Z0=0.555+j7.103 4069 100	12206	100
U=115.0/-0 12325-	ХОЛОДИЛЬНИК 1СШ	Z1=1.286+j5.023 12805	Z2=1.286+j5.023 104	Z0=0.638+j9.009 3436 100	Z0=0.638+j9.009 3436 100	10308	100
U=115.0/-0 12326-	ХОЛОДИЛЬНИК 2СШ	Z1=1.403+j4.972 12851	Z2=1.403+j4.972 106	Z0=0.702+j8.907 3463 101	Z0=0.702+j8.907 3463 101	10388	101
U=115.0/-0 12327-	КОМСОМОЛЬСКАЯ	Z1=1.289+j5.040 12763	Z2=1.289+j5.040 104	Z0=0.442+j7.779 3666 100	Z0=0.442+j7.779 3666 100	10997	100
U=115.0/-0		Z1=1.379+j4.899	Z2=1.379+j4.899	Z0=0.490+j7.584			

Изм. № подл.  
 Подпись и дата  
 Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6922-ЭСС-ПЗ-009-09СРЭ2

Лист  
68

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

2328-	СЕВЕРНАЯ	13046	106	3755	101	3755	101	11264	101
U=115.0/-0 Z1=1.415+j5.168 Z2=1.415+j5.168 Z0=0.656+j9.593									
2329-	ВОСТОЧНАЯ	12392	105	3282	100	3282	100	9846	100
U=115.0/-0 Z1=1.317+j4.538 Z2=1.317+j4.538 Z0=1.155+j10.904									
2331-	ОТП НА ОКТЯБРЬСК	14052	106	3265	101	3265	101	9795	101
U=115.0/-0 Z1=1.317+j4.538 Z2=1.317+j4.538 Z0=1.155+j10.904									
2332-	ОТП НА ОКТЯБРЬСК	14052	106	3265	101	3265	101	9795	101
U=115.0/-0 Z1=1.370+j5.226 Z2=1.370+j5.226 Z0=0.541+j8.966									
2333-	ПГВ	12289	105	3371	100	3371	100	10114	100
U=115.0/-0 Z1=2.117+j6.608 Z2=2.117+j6.608 Z0=1.782+j19.124									
2334-	ОКТЯБРЬСКАЯ	9569	108	2018	101	2018	101	6055	101
U=115.0/-0 Z1=2.117+j6.608 Z2=2.117+j6.608 Z0=1.782+j19.124									
2335-	ОКТЯБРЬСКАЯ	9569	108	2018	101	2018	101	6055	101
U=115.0/-0 Z1=1.012+j3.937 Z2=1.012+j3.937 Z0=0.721+j6.991									
2336-	ОТП НА ГРОЗН НПС	16334	104	4392	100	4392	100	13177	100
U=115.0/-0 Z1=1.012+j3.937 Z2=1.012+j3.937 Z0=0.721+j6.991									
2337-	ОТП НА ГРОЗН НПС	16334	104	4392	100	4392	100	13177	100
U=115.0/-0 Z1=0.936+j3.995 Z2=0.936+j3.995 Z0=0.456+j6.405									
2338-	КУЖНАЯ	16181	103	4553	99	4553	99	13659	99
U=345.0/-0 Z1=2.299+j19.839 Z2=2.299+j19.839 Z0=1.993+j29.390									
2340-	ГРОЗНЫЙ 330 Ш330	9973	97	2871	95	2871	95	8612	95
U=115.0/-0 Z1=0.401+j2.681 Z2=0.401+j2.681 Z0=0.161+j2.138									
2341-	ГРОЗНЫЙ 330 Ш110	24490	98	8779	97	8779	97	26338	97
U=115.0/-0 Z1=1.623+j5.190 Z2=1.623+j5.190 Z0=1.082+j11.254									
2342-	АКХП 1СШ	12209	107	3009	101	3009	101	9028	101
U=115.0/-0 Z1=1.697+j5.383 Z2=1.697+j5.383 Z0=0.751+j8.637									
2343-	ГУДЕРМЕС ГОР.	11764	107	3346	102	3346	102	10039	102
U=115.0/-0 Z1=1.353+j4.720 Z2=1.353+j4.720 Z0=0.841+j9.244									
2344-	ОТПАЙКА НА АКХП	13521	106	3491	101	3491	101	10473	101
U=115.0/-0 Z1=2.010+j5.824 Z2=2.010+j5.824 Z0=1.014+j8.682									
2345-	ОЙСУНГУР	10777	109	3170	104	3170	104	9511	104
U=115.0/-0 Z1=0.997+j3.821 Z2=0.997+j3.821 Z0=0.480+j5.096									
2346-	АРГУНСКАЯ ТЭЦ-4	16813	105	5117	101	5117	101	15350	101
U=115.0/-0 Z1=1.917+j5.294 Z2=1.917+j5.294 Z0=0.905+j7.947									
2347-	ШАЛИ	11793	110	3471	104	3471	104	10412	104
U=115.0/-0 Z1=1.921+j5.808 Z2=1.921+j5.808 Z0=0.549+j5.970									
2348-	ЦЕМЗАВОД	10853	108	3663	104	3663	104	10989	104
U=115.0/-0 Z1=4.759+j11.506 Z2=4.759+j11.506 Z0=3.001+j22.028									
2349-	ШЕЛКОВСКАЯ	5332	112	1420	106	1420	106	4261	106
U=115.0/-0 Z1=4.356+j11.409 Z2=4.356+j11.409 Z0=2.641+j19.940									
2350-	КАРГАЛИНСКАЯ	5437	111	1501	105	1501	105	4502	105
U=115.0/-0 Z1=1.404+j5.329 Z2=1.404+j5.329 Z0=0.636+j9.544									
2354-	КОНСЕРВНАЯ 1СШ	12047	105	3240	100	3240	100	9719	100
U=115.0/-0 Z1=1.441+j5.154 Z2=1.441+j5.154 Z0=0.639+j9.207									
									Лист
6922-ЭСС-ПЗ-009-09СРЭ2									69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

12355-	КОНСЕРВНАЯ 2СШ	12406	106	3348	100	3348	100	10044	100
U=115.0/-0 Z1=1.135+j4.121 Z2=1.135+j4.121 Z0=0.721+j7.209									
12356-	ГРОЗН НПЗ 1СШ	15532	105	4219	101	4219	101	12656	101
U=115.0/-0 Z1=1.135+j4.121 Z2=1.135+j4.121 Z0=0.721+j7.209									
12357-	ГРОЗН НПЗ 2СШ	15532	105	4219	101	4219	101	12656	101
U=115.0/-0 Z1=3.683+j10.877 Z2=3.683+j10.877 Z0=2.058+j19.642									
12358-	АЧХОЙ-МАРТАН	5782	109	1564	103	1564	103	4692	103
U=115.0/-0 Z1=1.477+j4.879 Z2=1.477+j4.879 Z0=0.479+j6.465									
12359-	ГУДЕРМЕС-СИТИ	13025	107	4004	102	4004	102	12012	102
U=115.0/-0 Z1=2.070+j6.485 Z2=2.070+j6.485 Z0=0.643+j7.253									
12360-	ЧИРИ-ЮРТСКИЕ ГЭС	9754	108	3195	103	3195	103	9585	103
U=115.0/-0 Z1=2.279+j7.617 Z2=2.279+j7.617 Z0=0.699+j8.990									
12361-	ГОРЕЦ-2	8351	107	2679	102	2679	102	8036	102
U=115.0/-0 Z1=2.592+j7.958 Z2=2.592+j7.958 Z0=0.629+j10.953									
12362-	ДУБА-ЮРТСКИЕ ГЭС	7933	108	2415	102	2415	102	7246	102
U=115.0/-0 Z1=3.909+j11.188 Z2=3.909+j11.188 Z0=1.387+j21.479									
12363-	ШАТОЙ 110	5602	109	1482	102	1482	102	4445	102
U=115.0/-0 Z1=2.524+j6.390 Z2=2.524+j6.390 Z0=0.836+j10.453									
12364-	ШАЛИ-2	9664	112	2770	104	2770	104	8311	104
U=115.0/-0 Z1=3.505+j8.089 Z2=3.505+j8.089 Z0=2.035+j14.113									
12365-	КУРЧАЛОЙ 110	7531	113	2100	107	2100	107	6301	107
U=115.0/-0 Z1=2.006+j6.565 Z2=2.006+j6.565 Z0=1.121+j10.221									
12366-	ЮТПАЙКА НА АКХП	9672	107	2777	102	2777	102	8331	102
U=115.0/-0 Z1=2.276+j7.035 Z2=2.276+j7.035 Z0=1.348+j12.201									
12367-	АКХП 2СШ	8980	108	2466	103	2466	103	7398	103
U=115.0/-0 Z1=1.821+j6.146 Z2=1.821+j6.146 Z0=0.812+j8.556									
12368-	АРГУН	10357	107	3114	102	3114	102	9343	102
U=115.0/-0 Z1=1.848+j5.807 Z2=1.848+j5.807 Z0=0.586+j6.844									
12369-	ГУДЕРМЕС-2	10895	108	3504	103	3504	103	10512	103
U=115.0/-0 Z1=4.413+j12.363 Z2=4.413+j12.363 Z0=0.814+j12.585									
12370-	ПС "ВЭС"	5058	110	1723	104	1723	104	5169	104
U=115.0/-0 Z1=0.790+j3.612 Z2=0.790+j3.612 Z0=0.460+j5.627									
12371-	ЮТП НА ЮЖНУЮ	17955	102	5102	99	5102	99	15307	99
U=115.0/-0 Z1=0.790+j3.612 Z2=0.790+j3.612 Z0=0.460+j5.627									
12372-	ЮТП НА ЮЖНУЮ	17955	102	5102	99	5102	99	15307	99
U=115.0/-0 Z1=0.792+j3.613 Z2=0.792+j3.613 Z0=0.463+j5.639									
12373-	ЮТП НА ВОСТОЧН-2	17949	102	5096	99	5096	99	15289	99
U=115.0/-0 Z1=0.792+j3.613 Z2=0.792+j3.613 Z0=0.463+j5.639									
12374-	ЮТП НА ВОСТОЧН-2	17949	102	5096	99	5096	99	15289	99
U=115.0/-0 Z1=0.937+j3.996 Z2=0.937+j3.996 Z0=0.525+j6.828									
12375-	ВОСТОЧНАЯ-2	16178	103	4423	99	4423	99	13268	99
U=115.0/-0 Z1=1.008+j3.857 Z2=1.008+j3.857 Z0=0.484+j5.182									
12400-	ПЛИЕВО	16657	105	5055	101	5055	101	15164	101

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6922-ЭСС-ПЗ-009-09СРЭ2

Лист

70

## Приложение Е

Результаты расчета токов к.з. в сети 110 кВ и выше  
для схемы электрической сети энергосистемы 2020 г.

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЗ			Одно-фазное КЗ (АО)		
		I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)
2301-	U=115.0/0 ИЩЕРСКАЯ	Z1=2.137+j5.671 10954	Z2=2.137+j5.671 111	Z0=0.806+j7.929 3331 105	111	3331 105	9993 105
2302-	U=115.0/-0 ГОРСКАЯ III	Z1=3.354+j7.710 7896	Z2=3.354+j7.710 114	Z0=1.825+j17.347 1961 105	114	1961 105	5882 105
2311-	U=115.0/-0 САМАШКИ	Z1=2.511+j7.243 8660	Z2=2.511+j7.243 109	Z0=1.712+j14.325 2244 103	109	2244 103	6731 103
2312-	U=115.0/-0 ГРП	Z1=0.631+j3.114 20897	Z2=0.631+j3.114 101	Z0=0.281+j3.232 6927 99	101	6927 99	20781 99
2313-	U=115.0/-0 ГОРЕЦ	Z1=2.056+j7.169 8902	Z2=2.056+j7.169 106	Z0=0.786+j9.338 2746 102	106	2746 102	8238 102
2314-	U=115.0/-0 № 84	Z1=2.742+j6.788 9068	Z2=2.742+j6.788 112	Z0=1.913+j12.531 2447 106	112	2447 106	7340 106
2315-	U=115.0/0 ИЩЕРСКАЯ ТЯГ.	Z1=3.308+j8.097 7590	Z2=3.308+j8.097 112	Z0=0.875+j9.994 2437 106	112	2437 106	7312 106
2316-	U=115.0/0 АЛПАТОВО	Z1=3.886+j9.341 6562	Z2=3.886+j9.341 113	Z0=1.470+j13.276 1996 106	113	1996 106	5987 106
2317-	U=115.0/-0 НАУРСКАЯ	Z1=3.094+j7.847 7871	Z2=3.094+j7.847 112	Z0=1.203+j10.857 2409 106	112	2409 106	7226 106
2318-	U=115.0/-0 ТЕРЕК ТЯГ.	Z1=5.132+j13.478 4603	Z2=5.132+j13.478 111	Z0=1.002+j14.887 1532 105	111	1532 105	4596 105
2319-	U=115.0/0 ЧЕРЫЛЕНАЯ	Z1=5.980+j16.357 3812	Z2=5.980+j16.357 110	Z0=2.851+j26.271 1092 104	110	1092 104	3275 104
2320-	U=115.0/0 ГОРЯЧЕИСТОЧНИНСК	Z1=4.795+j13.499 4634	Z2=4.795+j13.499 110	Z0=1.329+j16.421 1483 104	110	1483 104	4448 104
2321-	U=115.0/0 ГУДЕРМЕС ТЯГ.	Z1=0.876+j3.654 17668	Z2=0.876+j3.654 103	Z0=0.329+j3.815 5867 101	103	5867 101	17601 101
2322-	U=115.0/-0 ГРОЗНЕНСКАЯ ТЭЦ	Z1=0.445+j2.804 23385	Z2=0.445+j2.804 99	Z0=0.054+j1.684 9029 97	99	9029 97	27087 97
2323-	U=115.0/-0 ОТП. НА ХОЛОДИЛ	Z1=1.088+j4.440 14522	Z2=1.088+j4.440 104	Z0=0.485+j7.215 4069 99	104	4069 99	12208 99
2324-	U=115.0/-0 ОТП. НА ХОЛОДИЛ	Z1=1.204+j4.389 14589	Z2=1.204+j4.389 105	Z0=0.555+j7.103 4110 101	105	4110 101	12329 101
2325-	U=115.0/-0 ХОЛОДИЛЬНИК 1СШ	Z1=1.288+j4.940 13004	Z2=1.288+j4.940 105	Z0=0.638+j9.009 3465 100	105	3465 100	10395 100
2326-	U=115.0/-0 ХОЛОДИЛЬНИК 2СШ	Z1=1.404+j4.889 13053	Z2=1.404+j4.889 106	Z0=0.702+j8.907 3492 101	106	3492 101	10476 101
2327-	U=115.0/-0 КОМСОМЛЬСКАЯ	Z1=1.290+j4.952 12974	Z2=1.290+j4.952 105	Z0=0.442+j7.779 3701 100	105	3701 100	11102 100



ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Приложение Е (продолжение)

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЭ		Одно-фазное КЭ (АО)		ЗИ (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
2328-	СЕВЕРНАЯ	U=115.0/-0 Z1=1.379+j4.810 13267 106	Z2=1.379+j4.810 3792 101	Z0=0.490+j7.585 3792 101	11375 101	
2329-	ВОСТОЧНАЯ	U=115.0/-0 Z1=1.412+j5.068 12620 106	Z2=1.412+j5.068 3314 100	Z0=0.656+j9.594 3314 100	9941 100	
2331-	ОТП НА ОКТЯБРЬСК	U=115.0/-0 Z1=1.310+j4.423 14391 106	Z2=1.310+j4.423 3301 101	Z0=1.156+j10.909 3301 101	9902 101	
2332-	ОТП НА ОКТЯБРЬСК	U=115.0/-0 Z1=1.310+j4.423 14391 106	Z2=1.310+j4.423 3301 101	Z0=1.156+j10.909 3301 101	9902 101	
2333-	ПГВ	U=115.0/-0 Z1=1.366+j5.122 12524 105	Z2=1.366+j5.122 3407 100	Z0=0.541+j8.967 3407 100	10220 100	
2334-	ОКТЯБРЬСКАЯ	U=115.0/-0 Z1=2.110+j6.493 9724 108	Z2=2.110+j6.493 2032 101	Z0=1.783+j19.128 2032 101	6096 101	
2335-	ОКТЯБРЬСКАЯ	U=115.0/-0 Z1=2.110+j6.493 9724 108	Z2=2.110+j6.493 2032 101	Z0=1.783+j19.128 2032 101	6096 101	
2336-	ОТП НА ГРОЗН НПЗ	U=115.0/-0 Z1=1.014+j3.859 16638 105	Z2=1.014+j3.859 4436 101	Z0=0.721+j6.991 4436 101	13309 101	
2337-	ОТП НА ГРОЗН НПЗ	U=115.0/-0 Z1=1.014+j3.859 16638 105	Z2=1.014+j3.859 4436 101	Z0=0.721+j6.991 4436 101	13309 101	
2338-	КУЖНАЯ	U=115.0/-0 Z1=0.936+j3.901 16549 103	Z2=0.936+j3.901 4611 99	Z0=0.456+j6.406 4611 99	13834 99	
2340-	ГРОЗНЫЙ 330 ШЗ30	U=340.0/-0 Z1=2.239+j19.583 9959 97	Z2=2.239+j19.583 2860 95	Z0=1.973+j29.167 2860 95	8580 95	
2341-	ГРОЗНЫЙ 330 Ш110	U=115.0/-0 Z1=0.391+j2.556 25677 99	Z2=0.391+j2.556 9070 97	Z0=0.163+j2.147 9070 97	27211 97	
2342-	АКЖП 1СШ	U=115.0/-0 Z1=1.448+j4.748 13374 107	Z2=1.448+j4.748 3159 101	Z0=1.083+j11.141 3159 101	9476 101	
2343-	ГУДЕРМЕС 110	U=115.0/0 Z1=1.110+j4.151 15452 105	Z2=1.110+j4.151 4445 101	Z0=0.624+j6.361 4445 101	13335 101	
2344-	ОТПАЙКА НА АКЖП	U=115.0/-0 Z1=1.178+j4.278 14961 105	Z2=1.178+j4.278 3694 100	Z0=0.841+j9.127 3694 100	11083 100	
2345-	ОЙСУНГУР	U=115.0/-0 Z1=1.739+j5.237 12030 108	Z2=1.739+j5.237 3425 103	Z0=1.028+j6.377 3425 103	10275 103	
2346-	АРГУНСКАЯ ТЭЦ-4	U=115.0/-0 Z1=0.868+j3.465 18585 104	Z2=0.868+j3.465 5458 100	Z0=0.480+j5.029 5458 100	16375 100	
2347-	ШАЛИ	U=115.0/-0 Z1=1.805+j4.961 12576 110	Z2=1.805+j4.961 3607 104	Z0=0.909+j7.918 3607 104	10822 104	
2348-	ЦЕМЗАВОД	U=115.0/-0 Z1=1.901+j5.646 11144 109	Z2=1.901+j5.646 3730 104	Z0=0.549+j5.968 3730 104	11189 104	
2349-	ШЕЛКОВСКАЯ	U=115.0/0 Z1=4.067+j10.105 6095 112	Z2=4.067+j10.105 1589 105	Z0=2.845+j20.096 1589 105	4768 105	

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Приложение Б (продолжение)

Узел	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (АО)		ЗИО (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	
2371-	U=115,0/-0 ОТП НА ЮЖНУЮ	Z1=0.790+j3.518 18412	Z2=0.790+j3.518 103  5175 99	Z0=0.460+j5.629 5175 99	15526	99
2372-	U=115,0/-0 ОТП НА ЮЖНУЮ	Z1=0.790+j3.518 18412	Z2=0.790+j3.518 103  5175 99	Z0=0.460+j5.629 5175 99	15526	99
2373-	U=115,0/-0 ОТП НА ВОСТОЧН-2	Z1=0.792+j3.519 18406	Z2=0.792+j3.519 103  5169 99	Z0=0.463+j5.640 5170 99	15509	99
2374-	U=115,0/-0 ОТП НА ВОСТОЧН-2	Z1=0.792+j3.519 18406	Z2=0.792+j3.519 103  5169 99	Z0=0.463+j5.640 5170 99	15509	99
2375-	U=115,0/-0 ВОСТОЧНАЯ-2	Z1=0.937+j3.901 16548	Z2=0.937+j3.901 104  4478 99	Z0=0.525+j6.829 4478 99	13433	99
2400-	U=115,0/0 ПЛИЕВО	Z1=1.018+j3.891 16507	Z2=1.018+j3.891 105  5026 101	Z0=0.484+j5.185 5026 101	15078	101

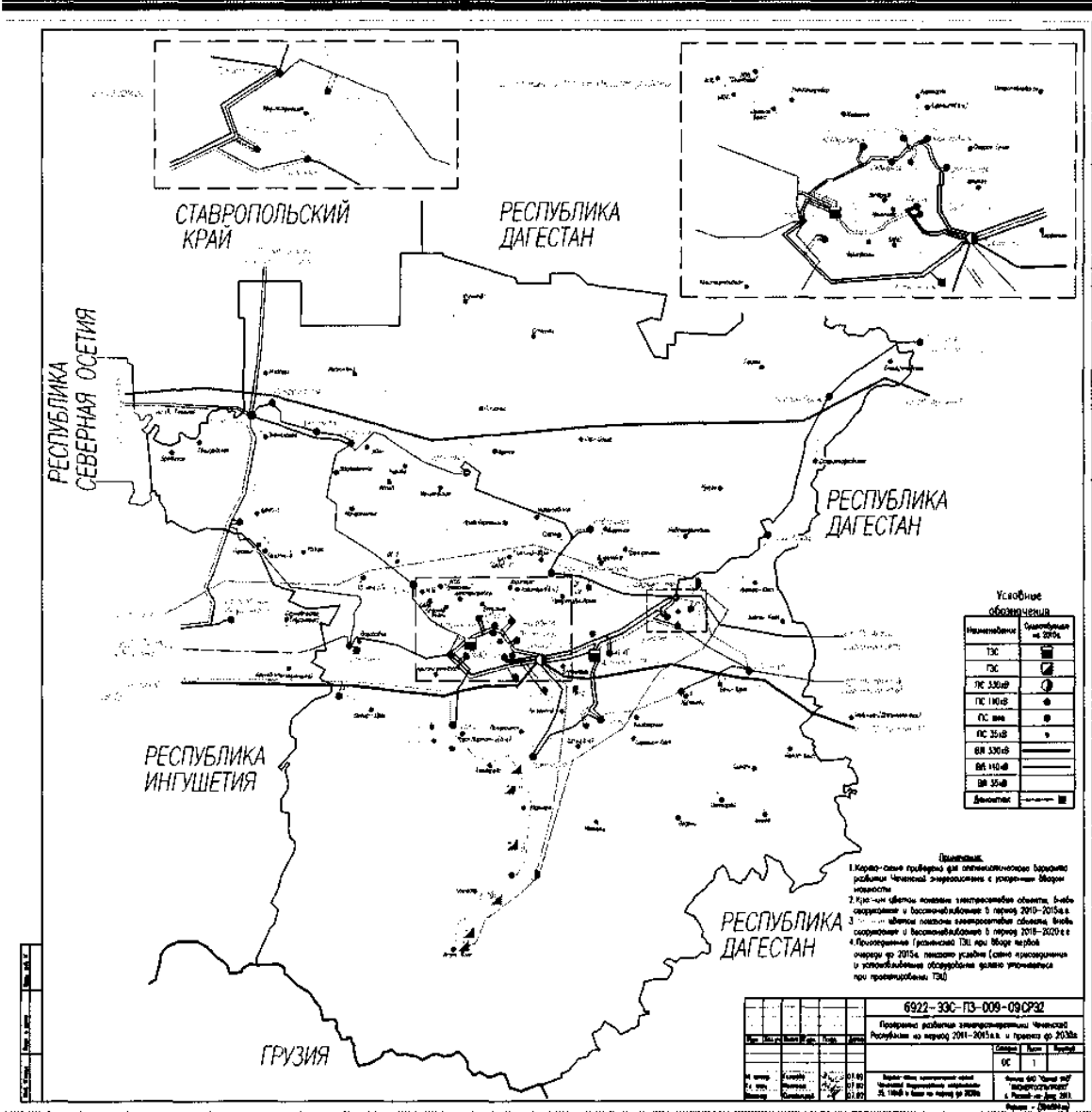
ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Приложение Ж  
Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2030 г.  
оптимистический прогноз

	Наименование	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2011-2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2016-2020г.	2021-2030 г.
1	Аргунская ТЭЦ-4	-	-	50	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
2	Каскад ГЭС на р. Аргун													
2.1	Чири-Юртская ГЭС	-	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-	32	-
2.2.	Дуба-Юртская ГЭС	-	-	-	-	-	-	48	-	-	-	-	48	-
2.3.	Итум-Калинская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128	128	-
2.4	Зоны ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88	88	-
2.5	Нихалойская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92	-
2.6	Кокадойская ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	36	-
2.7	Химовская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128
2.8	Шаро-Аргунская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54
2.9	Нежилойахкская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70
2.10	Улус-Кертская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46
3	Ветропарк	-	-	-	-	6	6	6	6	6	12	12	42	24
4	Грозненская ТЭЦ	-	-	-	-	200	200	200	-	-	-	-	200	-
5	Промканал	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	9	-
6	ДГА	-	2,5	2	2	2	8,5	2,5	-	-	-	-	2,5	
	<b>ВСЕГО</b>	-	2,5	52	2	8	264,5	297,5	6	6	12	356	677,5	322
	в т. ч. ГЭС	-	-	-	-	-		89	-	-	-	-	466	298
	ТЭЦ	-	-	50	-	-	250	200	-	-	-	-	200	-
	ВИЭ	-	2,5	2	2	8	14,5	6	6	6	12	12	44,5	24

**ЧЕРТЕЖИ**

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

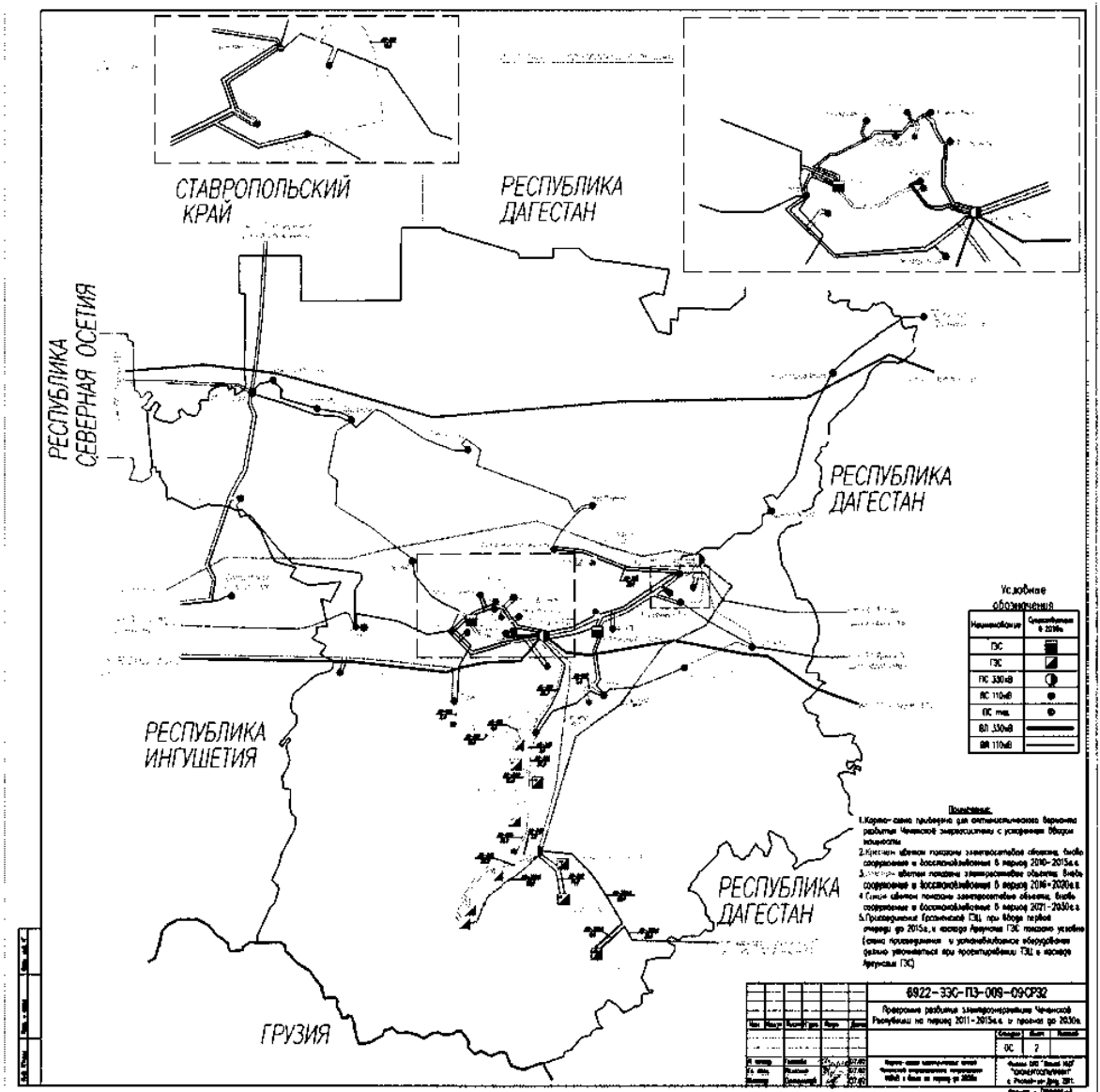


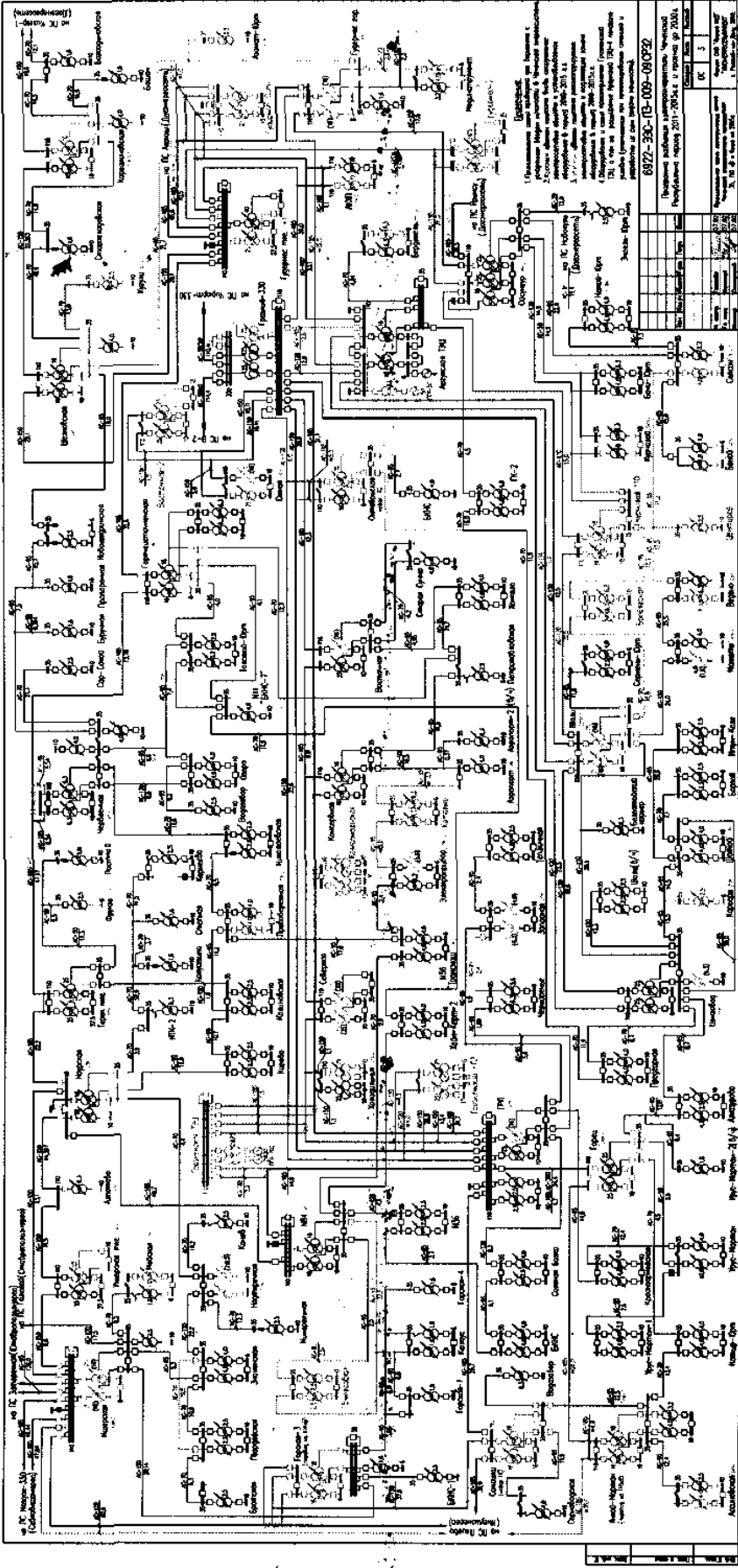
Условные обозначения

Наименование	Символ
ТЭС	[Symbol]
ГЭС	[Symbol]
ТЭС 330кВ	[Symbol]
ТЭС 110кВ	[Symbol]
ГЭС 110кВ	[Symbol]
ГЭС 35кВ	[Symbol]
ВЭС 330кВ	[Symbol]
ВЭС 110кВ	[Symbol]
ВЭС 35кВ	[Symbol]
Диспетчер	[Symbol]

- Примечания:
1. Корпусные символы для оптимизированного базового решения. Числовой эквивалент в условном обозначении.
  2. Круги и шпильки: новые электростанции, вновь строящиеся и восстановленные в период 2010-2015гг.
  3. Квадраты: старые электростанции, вновь строящиеся и восстановленные в период 2016-2020гг.
  4. Пространство между ТЭС, при более поздней очереди в 2015г. не имеет условий (если производится и эксплуатация оборудования после окончания при проектировании ТЭО).

6922-33С-ПЗ-009-09СР92			
Программа развития электроснабжения Чеченской Республики на период 2011-2015гг. и прогноз на 2016гг.			
Сроки	Вид	Курс	
06	1		
Всего плановых объектов: 24, 1168 в том числе на период до 2016г.			
Всего плановых объектов: 24, 1168 в том числе на период до 2016г.			

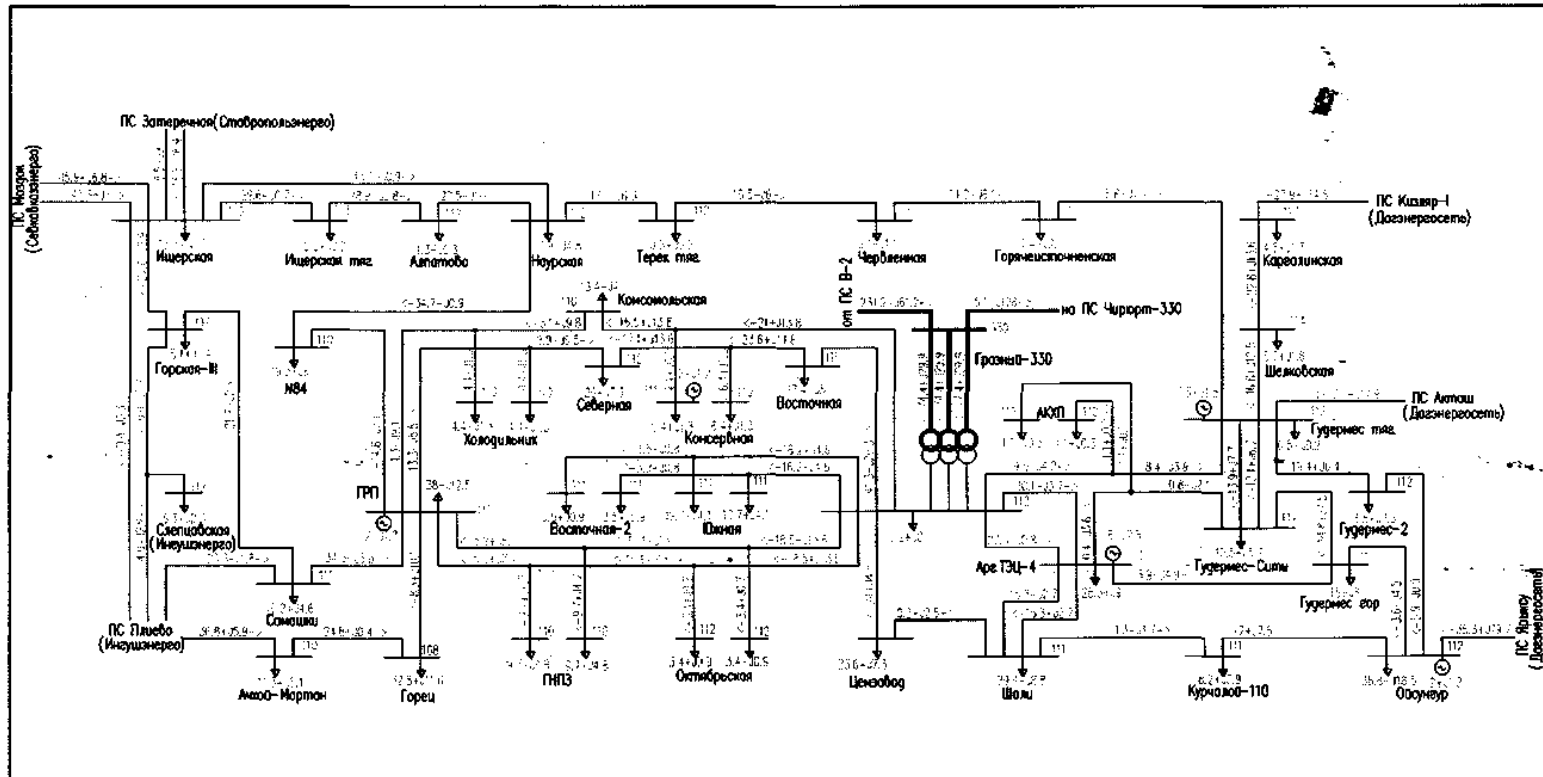




10.10.100  
 10.10.99  
 10.10.98  
 10.10.97  
 10.10.96  
 10.10.95  
 10.10.94  
 10.10.93  
 10.10.92  
 10.10.91  
 10.10.90  
 10.10.89  
 10.10.88  
 10.10.87  
 10.10.86  
 10.10.85  
 10.10.84  
 10.10.83  
 10.10.82  
 10.10.81  
 10.10.80  
 10.10.79  
 10.10.78  
 10.10.77  
 10.10.76  
 10.10.75  
 10.10.74  
 10.10.73  
 10.10.72  
 10.10.71  
 10.10.70  
 10.10.69  
 10.10.68  
 10.10.67  
 10.10.66  
 10.10.65  
 10.10.64  
 10.10.63  
 10.10.62  
 10.10.61  
 10.10.60  
 10.10.59  
 10.10.58  
 10.10.57  
 10.10.56  
 10.10.55  
 10.10.54  
 10.10.53  
 10.10.52  
 10.10.51  
 10.10.50  
 10.10.49  
 10.10.48  
 10.10.47  
 10.10.46  
 10.10.45  
 10.10.44  
 10.10.43  
 10.10.42  
 10.10.41  
 10.10.40  
 10.10.39  
 10.10.38  
 10.10.37  
 10.10.36  
 10.10.35  
 10.10.34  
 10.10.33  
 10.10.32  
 10.10.31  
 10.10.30  
 10.10.29  
 10.10.28  
 10.10.27  
 10.10.26  
 10.10.25  
 10.10.24  
 10.10.23  
 10.10.22  
 10.10.21  
 10.10.20  
 10.10.19  
 10.10.18  
 10.10.17  
 10.10.16  
 10.10.15  
 10.10.14  
 10.10.13  
 10.10.12  
 10.10.11  
 10.10.10

10.10.100  
 10.10.99  
 10.10.98  
 10.10.97  
 10.10.96  
 10.10.95  
 10.10.94  
 10.10.93  
 10.10.92  
 10.10.91  
 10.10.90  
 10.10.89  
 10.10.88  
 10.10.87  
 10.10.86  
 10.10.85  
 10.10.84  
 10.10.83  
 10.10.82  
 10.10.81  
 10.10.80  
 10.10.79  
 10.10.78  
 10.10.77  
 10.10.76  
 10.10.75  
 10.10.74  
 10.10.73  
 10.10.72  
 10.10.71  
 10.10.70  
 10.10.69  
 10.10.68  
 10.10.67  
 10.10.66  
 10.10.65  
 10.10.64  
 10.10.63  
 10.10.62  
 10.10.61  
 10.10.60  
 10.10.59  
 10.10.58  
 10.10.57  
 10.10.56  
 10.10.55  
 10.10.54  
 10.10.53  
 10.10.52  
 10.10.51  
 10.10.50  
 10.10.49  
 10.10.48  
 10.10.47  
 10.10.46  
 10.10.45  
 10.10.44  
 10.10.43  
 10.10.42  
 10.10.41  
 10.10.40  
 10.10.39  
 10.10.38  
 10.10.37  
 10.10.36  
 10.10.35  
 10.10.34  
 10.10.33  
 10.10.32  
 10.10.31  
 10.10.30  
 10.10.29  
 10.10.28  
 10.10.27  
 10.10.26  
 10.10.25  
 10.10.24  
 10.10.23  
 10.10.22  
 10.10.21  
 10.10.20  
 10.10.19  
 10.10.18  
 10.10.17  
 10.10.16  
 10.10.15  
 10.10.14  
 10.10.13  
 10.10.12  
 10.10.11  
 10.10.10

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



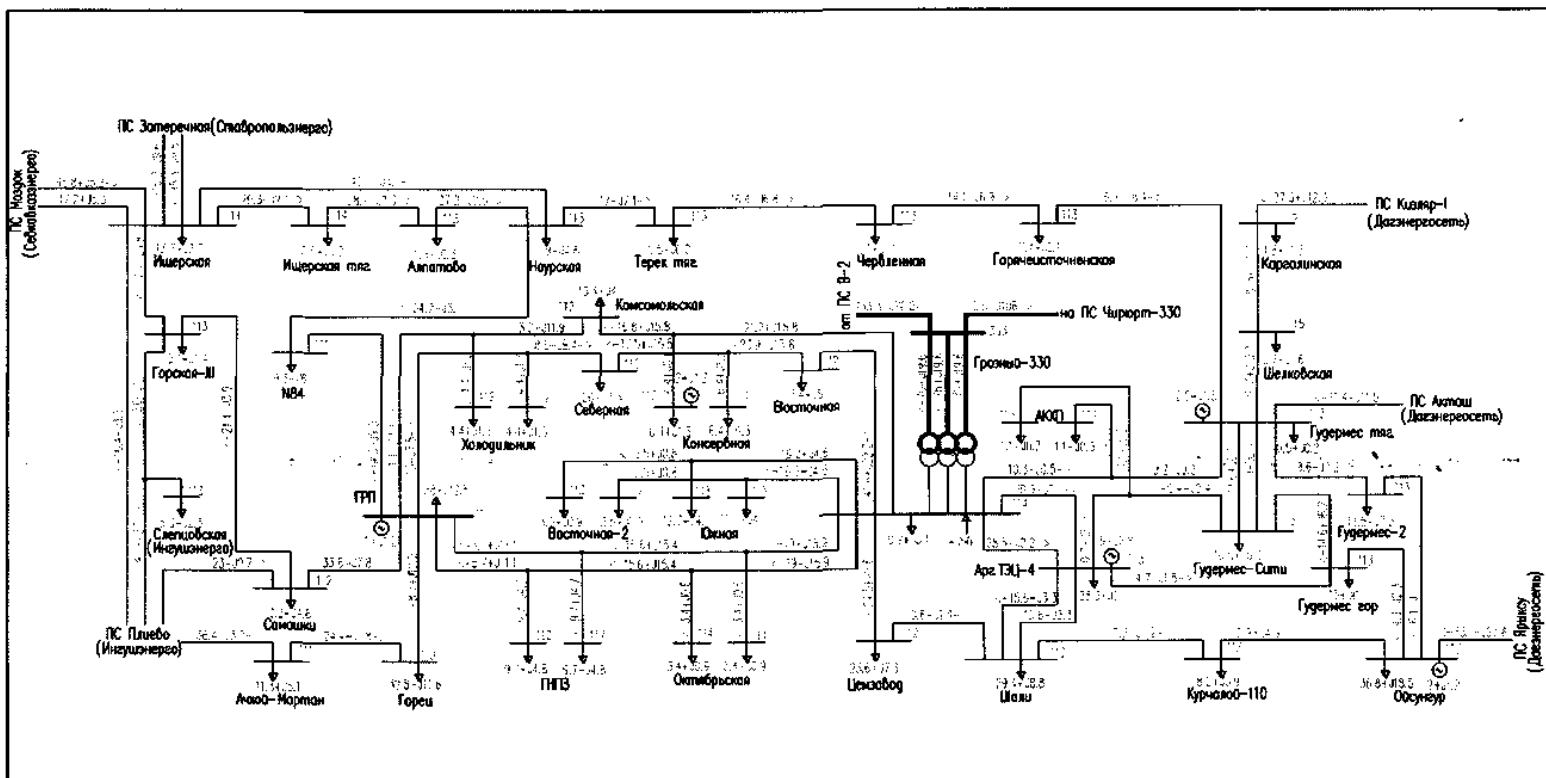
Примечание.

1. Перетоки мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\text{норм}}=489\text{ МВт}$  без установки компенсирующих устройств (КУ) и без СТК-50 на ПС 330кВ "Грозный".

№ документа	Дата и дата	Взам. инв. №

<b>6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СР32</b>					
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 г.г. и прогноза до 2030г.					
Учв.	Код уч.	Лист	ИФ Док.	Парр.	Дата
И. контр.	Галахова	07.02			
Заб. гр.	Мадиев	07.02			
Инженер	Сидельников	07.02			
				Страница	Лист
				08	4
				Листов	
				Схема потокораспределения в сети 110кВ и выше в зимний максимум нагрузки 2015 года Расчетный вариант без установки КУ.	
				Филиал ОАО "Датко ИБЭ" "ЮЖНЕРГОСЕТЬПРОЕК" г. Ростов-на-Дону 2011.	





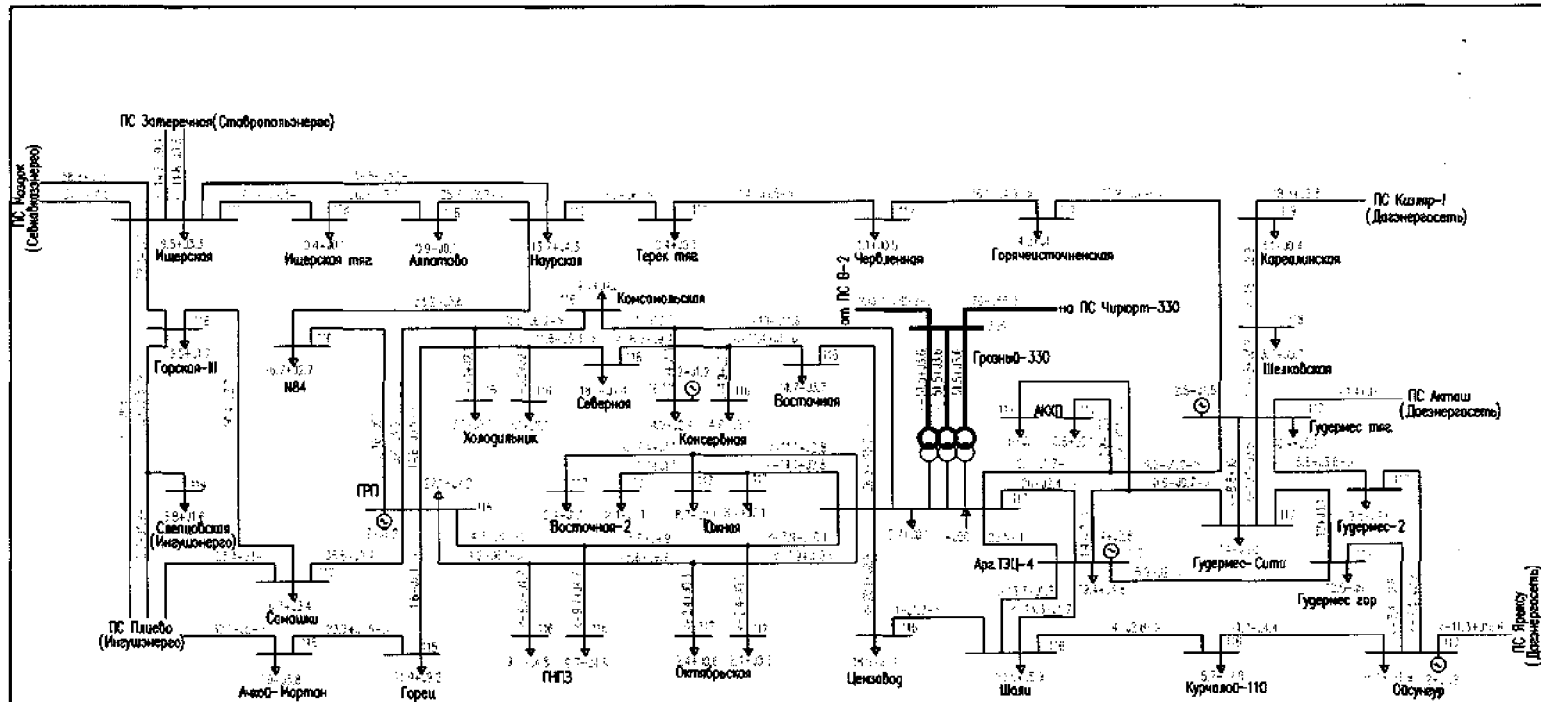
**Примечание.**

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение - в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 489 \text{ МВт}$ .

Всего листов	17
Листов в серии	17
Лист № 17 из 17	

					<b>6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2</b>		
					Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030 г.		
Имя	Кодум	Лист	Р'ок	Подп.	Дата	Страниц	Листов
						08	5
И. контр.	Газиева	17	07.02		Дата	Здесь полномасштабное и уровни напряжений в сети 110кВ и выше в единой модели на период 2015 года. Расчетный вариант.	
Зав. пр.	Налицкий	17	07.02			Филиал ОАО "Т Плюс ИЭЗ" "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" в Ростов-на-Дону 2011.	
Инженер	Самойлов	17	07.02				

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



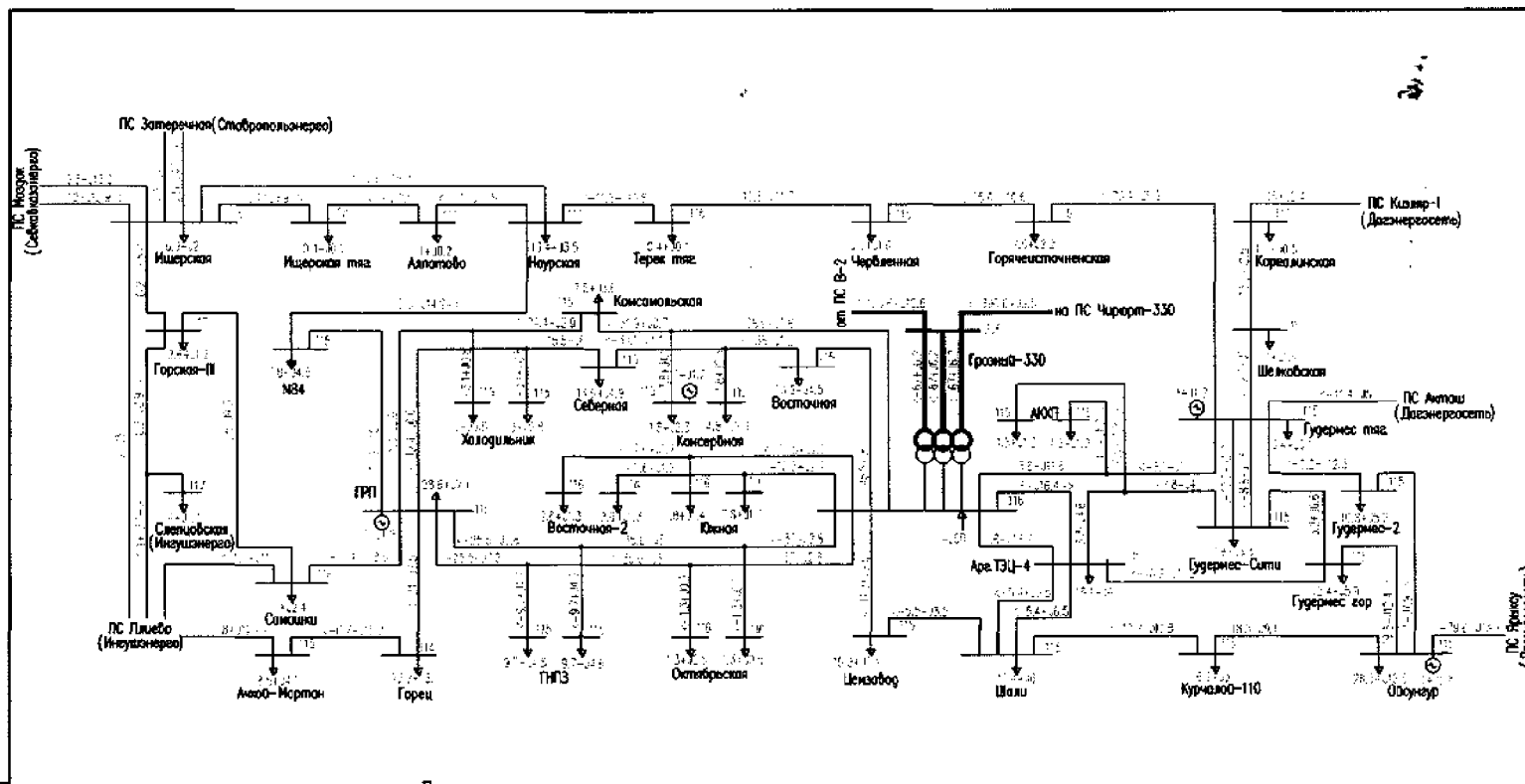
Примечание.

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\text{норм}} = 357 \text{ МВт}$ .

Имя, И.О.Ф.	
Подп. и дата	
Взнос, руб. и ц.	

<b>6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СР32</b>				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 г.г. и прогноз до 2030 г.				
Изм.	Код. изм.	Лист	№ док.	Дата
И.О.Ф.	Подпись	Дата	Дата	Дата
И.О.Ф.	Подпись	Дата	Дата	Дата
И.О.Ф.	Подпись	Дата	Дата	Дата
Дата поттораспределения и уровень напряжения в сети 110кВ и выше в зимний максимум нагрузки 2015 года. Расчетный вариант				Филиал ОАО "Омск ИЛЭ" "ОКЭНЕРГЕТИКАПРОЕКТ" г. Ростов-на-Дону, 2011.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

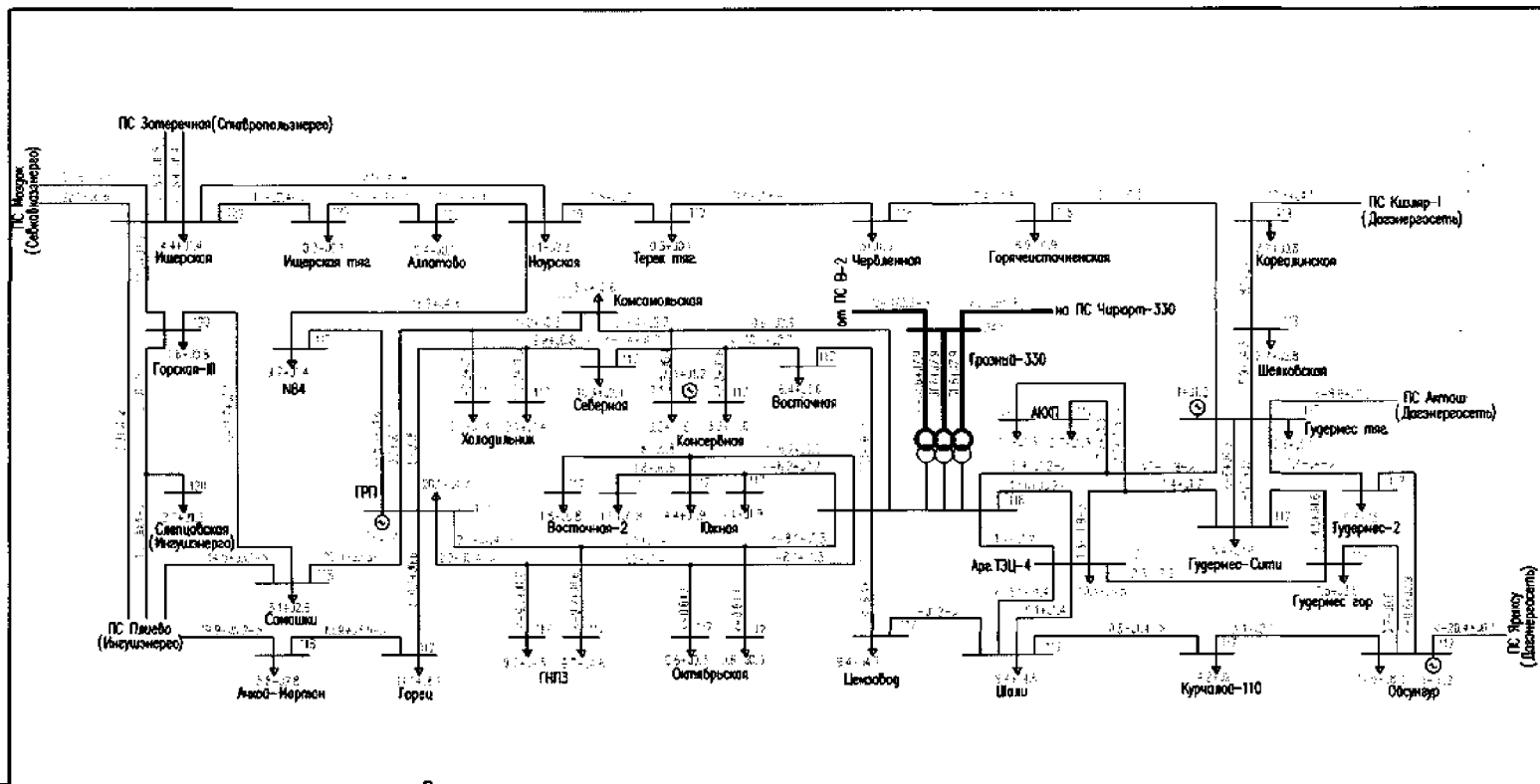


Примечание

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\text{норм}} = 356 \text{ МВт}$ .

Имя, Инициалы	Время, дата, №
Возв. и дата	

<b>6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭЗ</b>				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 гг. и прогноз до 2030г.				
Имя	Имя	Лист	Итого	Дата
		08	7	
И. контр.	Голова			07.02
Зуб. гр.	Новиков			07.02
Исполн.	Самойлова			07.02
Цель: Потокораспределение и уровни напряжений в сети 110 кВ и более в летний максимум нагрузки 2015 года. Российский вариант.				
Филиал ОАО "Сеть ИЭС" "ЭНЕРГОСЕТЬЧЕЧЕН" в Ростоб-ин-Дачи 2011.				



**Примечание.**

1. Перетски мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\text{норм}} = 228 \text{ МВт}$ .

№ п/п	Имя и фамилия	Подпись
	Должность	Дата
	Подпись	Дата

6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2

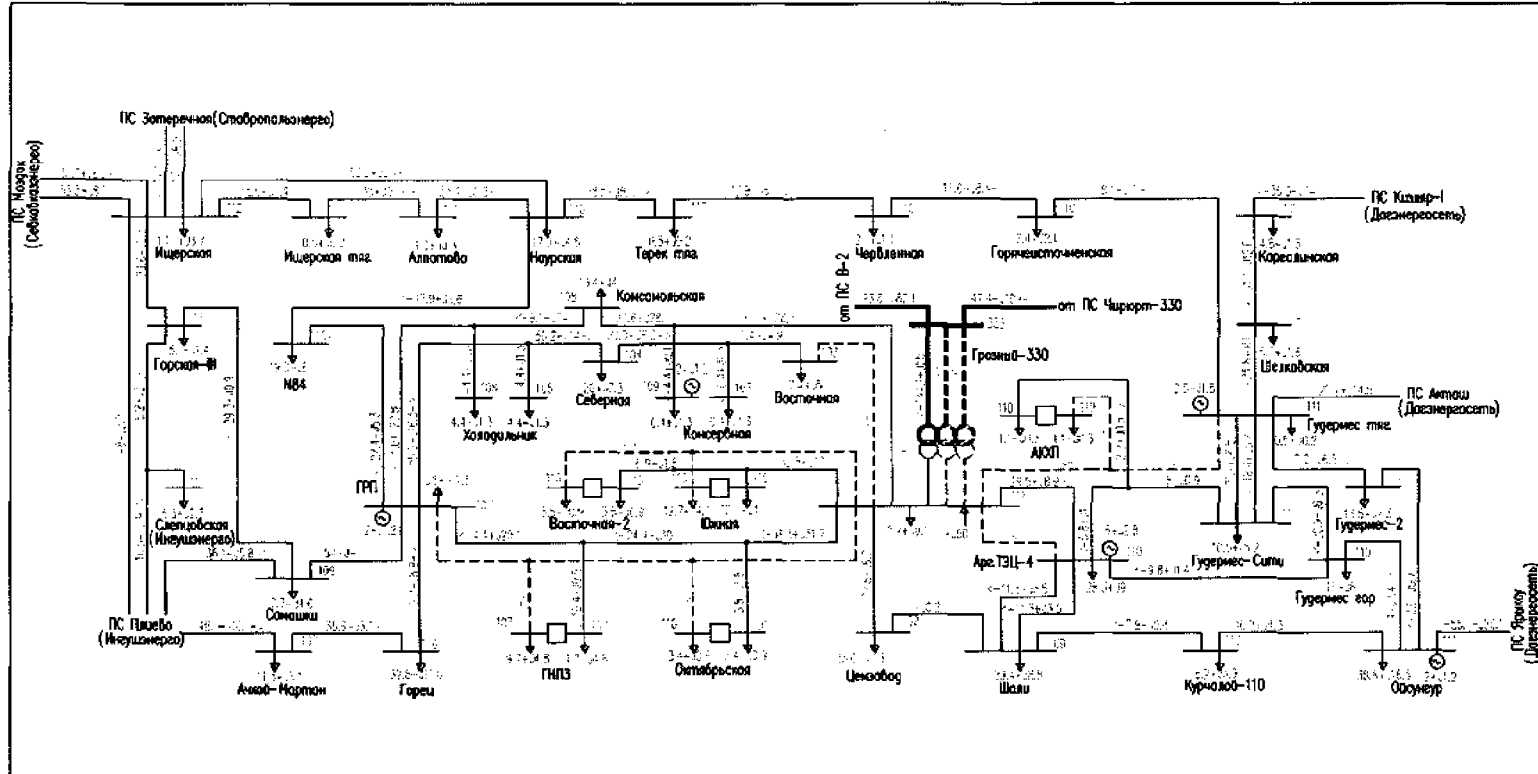
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг и прогноз до 2030гг

Имя	Кодук	Лист	Ф.г.о.	Подп.	Дата
И. н. н.	Голоубо	11	07.02		
Зав. гр.	Назиева	12	07.02		
Инженер	Омиев	13	07.02		

Страницы	Лист	Листов
08	8	

Федеральное ООО «Южная ИЭТ»  
«ЭЛЕКТРОСЕТЬПРОЕКТ»  
в Ростов-на-Дону 2011.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

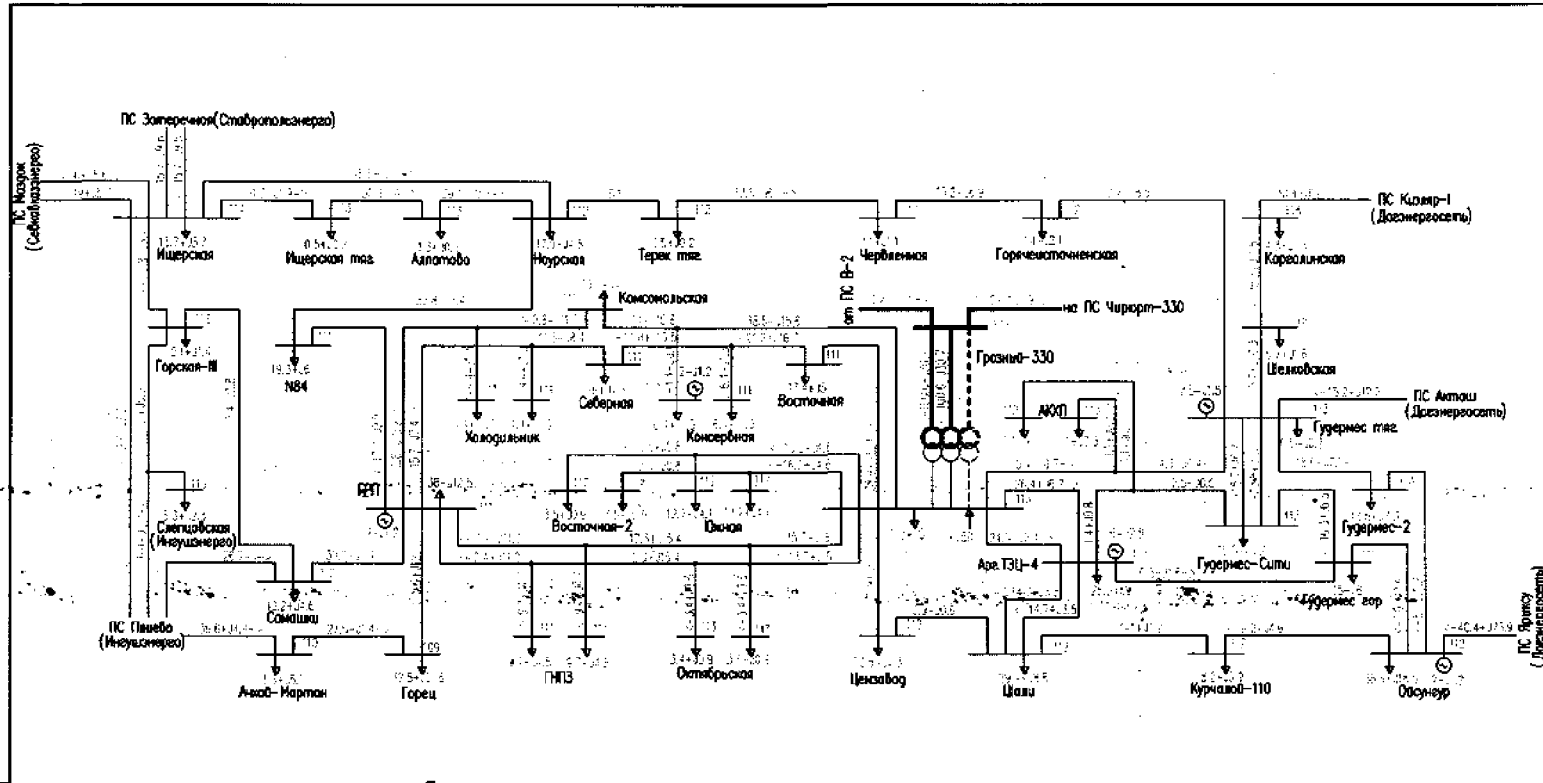


Примечание.

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемы  $P_{\text{пот}} = 489 \text{ МВт}$ .
3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении первой системы шин с отключением всех присоединений к ней на ПС 330 кВ "Грозный", в том числе с/бук АТ 330/110 кВ.

Имя, И.Ф.О.	Полн. и дата	Вклад, иб. №

6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СР32				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.				
Изм.	Кол.изм.	Листы/в.доку.	Подп.	Дата
И.Ф.И. автор	Галаева	07.02	Схема потокораспределения в сети 110кВ и выше в зимний максимум нагрузки 2015 года. Расчетный вариант. Послеаварийный режим.	
Зам. пр.	Исмаилов	07.02		
Исполнитель	Самедьянов	07.02		
Страниц	Лист	Листов		
0С	9			
Издана ОАО "Южная ИЭС"		Издана ОАО "Южная ИЭС"		
г. Ростов-на-Дону, 2011.		г. Ростов-на-Дону, 2011.		



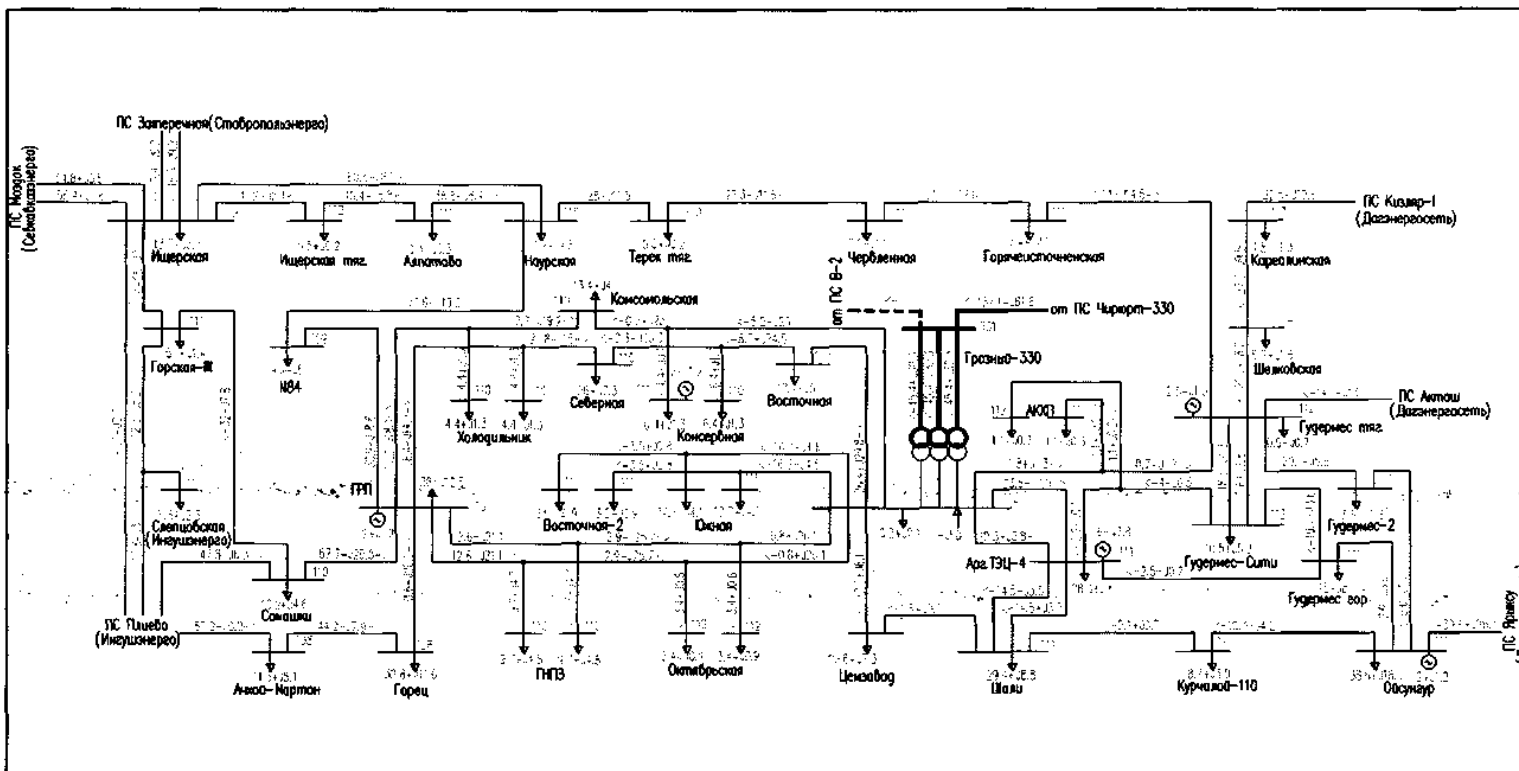
**Примечание**

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для режима при урбине потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 489 \text{ МВт}$ .
3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении одного АТ 330/110кВ на ПС 330кВ "Грозный".

Имя файла	План и схема	Время

6922-33С-ПЗ-009-09СР32											
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 г.г. и прогноз до 2030 г.											
Имя	Код	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
И. номер	Галубов	07.02									
Заб. пр.	Навасин	07.02									
Рисован	Сильванов	07.02									
Освоено поточное распределение в сети 110кВ и выше в рамках максимального наплыва 2015 года. Расчетный вариант. Послеаварийный режим.					<table border="1"> <tr> <td>Страницы</td> <td>Листы</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>09</td> <td>10</td> <td></td> </tr> </table>	Страницы	Листы	Листов	09	10	
Страницы	Листы	Листов									
09	10										
Филиал ОАО "Интер РАО" "ИНЖЕРТРАСТЭНЕРЖИ" в Ростове-на-Дону, 2011.											

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

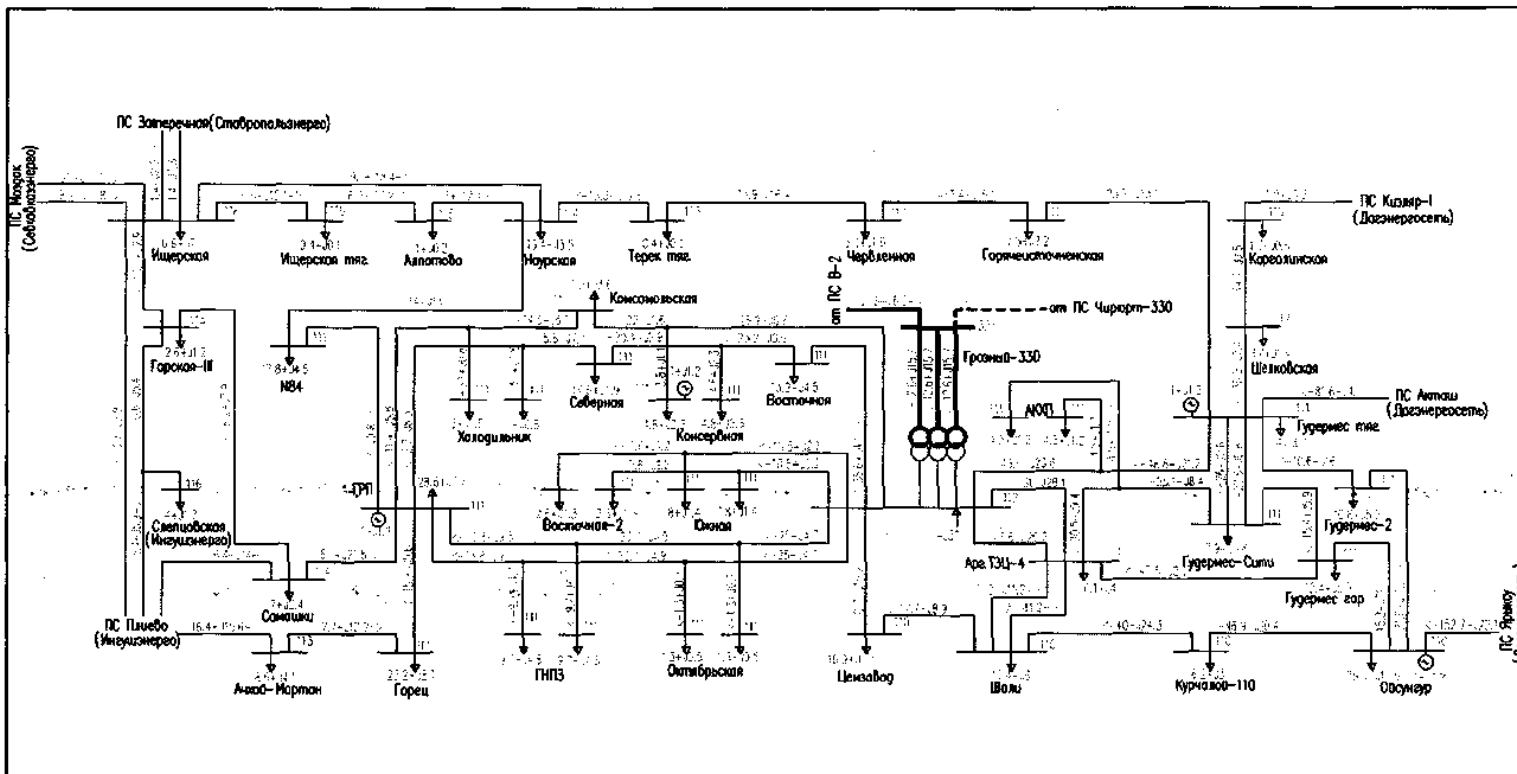


Примечание.

1. Перетоки мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 489 \text{ МВт}$ .
3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении ВЛ 330 кВ "Владиковск-2 - Грозный".

Всех лис. №	
Всего лис. и дата	
Лист № листа	

6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СР32				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030 г.				
Изм.	Кодум	Лист № раз.	Подп.	Дата
№ контр.	Голова	07.02		
Заб. пр.	Налимов	07.02		
Инженер	Семьянов	07.02		
				Описание: Схема потокораспределения в сети 110 кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2015 года. Расчетный вариант (послеаварийный режим).
				Филиал ОАО "Федеральный энергетический центр" в Ростове-на-Дону, 2011.



Примечание

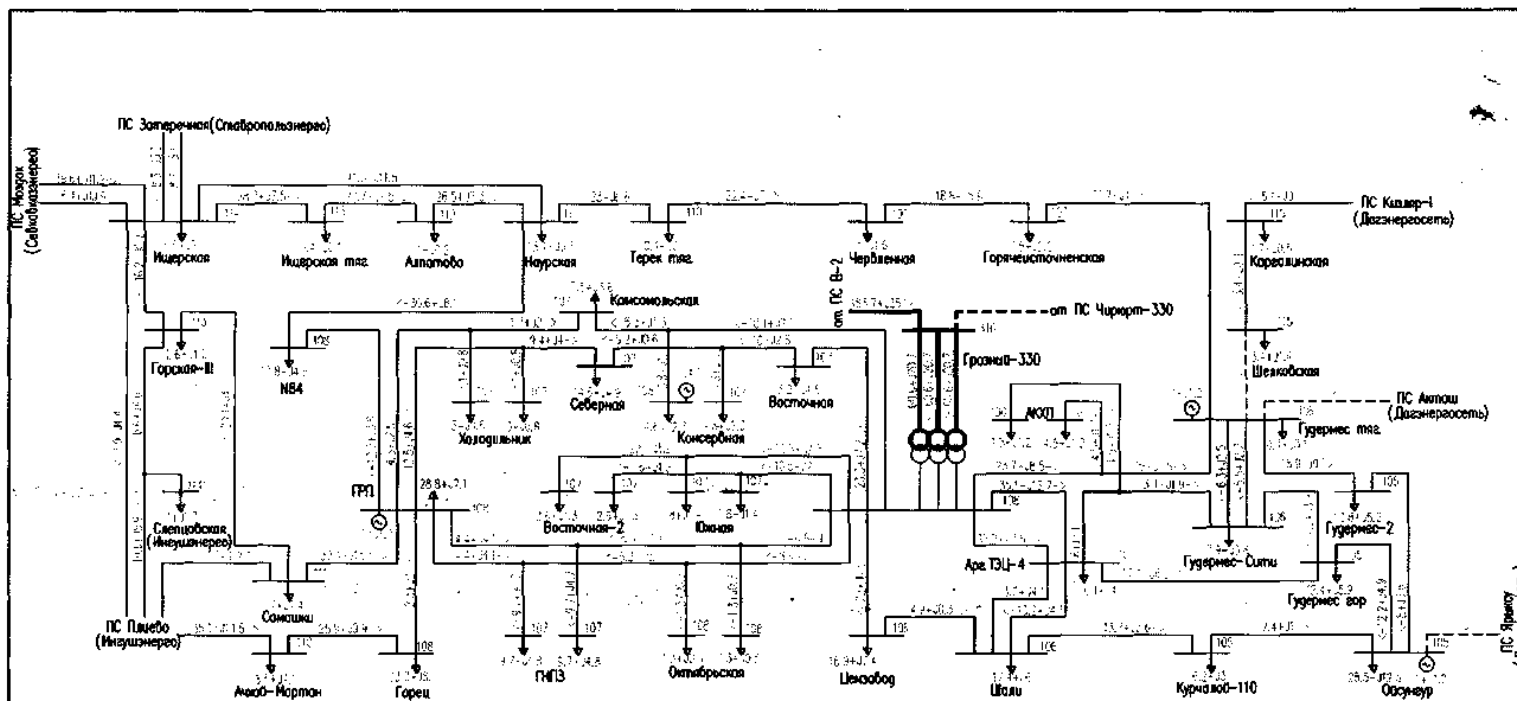
1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – 6 кВ.
2. Потокораспределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 356$  МВт.
3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении ВЛ 330кВ "Чирарт – Грозный".

Имя, № лист	Всего листов	№
	Лист	и всего

					<b>6922-ЭС-ПЗ-009-09СРЭ2</b>		
					Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 г.г. и прогноз до 2030г.		
Изм.	Код изм.	Лист	№ стр.	Дата	Страница	Лист	Листов
					08	12	
И. контр.	Галахова	07.02		Схема потокораспределения в сети 110кВ и выше в летний максимум нагрузки 2015 года	Филиал ОАО "Южная ИЛЕ" "ОКЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" г. Ростов-на-Дону, 2011.		
Заб. пр.	Налисский	07.02		Расчетный вариант. Послеаварийный режим.			
Инженер	Самвелович	07.02					



ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



Примечание.

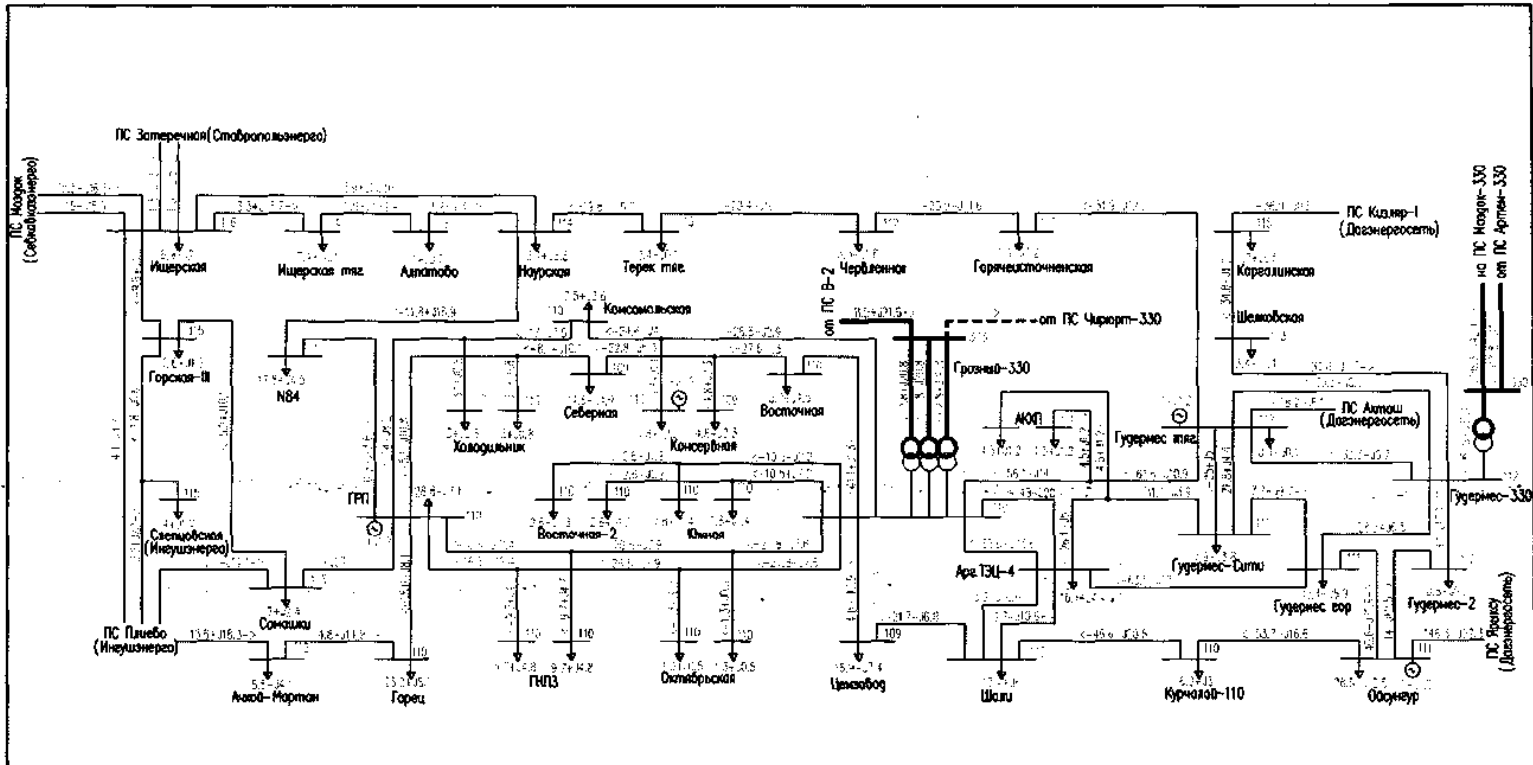
1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{max} = 356 \text{ МВт}$ .
3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении ВЛ 330кВ "Чирюрт – Грозный".
4. Режим приведем при размыкании связей 110кВ с Дагестанской энергосистемой без СТК-50 на ПС 330кВ "Грозный".

Имя	Код	Лист	№ укл.	Подп.	Дата
Имя	Код	Лист	№ укл.	Подп.	Дата
Имя	Код	Лист	№ укл.	Подп.	Дата

6922-ЭС-ПЗ-009-09СР32

Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 г.г. и прогноз до 2030г.

Имя	Код	Лист	№ укл.	Подп.	Дата	Страниц	Лист	Листов
Имя	Код	Лист	№ укл.	Подп.	Дата			
И.контр.	Гоголово	М.А.С.	07.02			Оценка потокораспределения в сети 110кВ и выше в ветви максимум нагрузок 2015 года.		Филиал ОАО "Ижевск ИЭС" "ЭНЕРГЕТОПРОЕКТ" г. Ростов-на-Дону, 2011.
Заб. пр.	Издеевский	М.А.	07.02			Расчетный вариант. Послеаварийный режим.		
Инженер	Овчинников	М.А.	07.02					



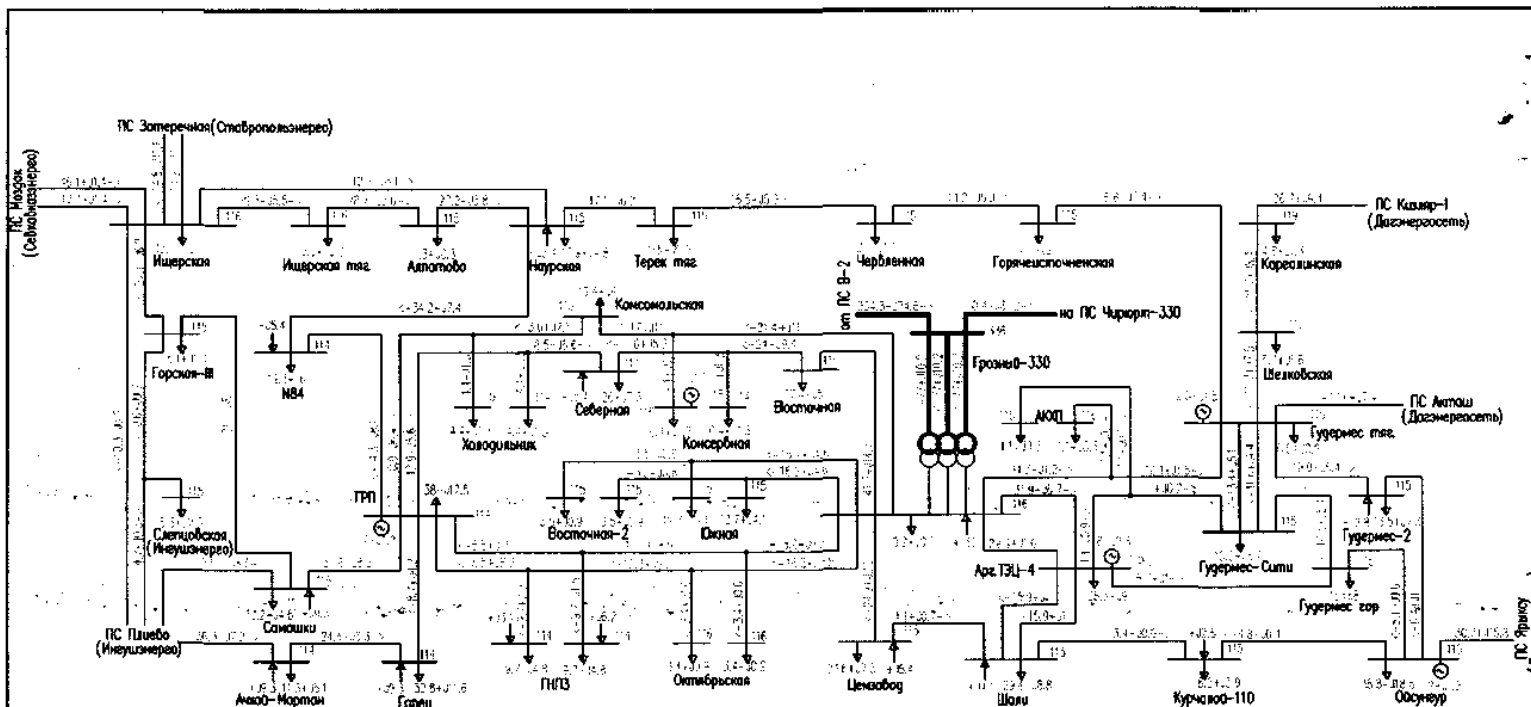
Примечание

1. Потери мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемы  $P_{\Sigma} = 356 \text{ МВт}$ .
3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении ВЛ 330кВ "Чирюрт – Грозный".
4. Режим приведен при строительстве ПС 330кВ "Грозный-330" мощностью 1x125МВА без СТК-50 на ПС 330кВ "Грозный".

И.В. Грозный	Лист	№
	Всего	14
И.В. Грозный	Лист	№
	Всего	14

				<b>6922-ЭС-ПЗ-009-09СР32</b>		
				Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.		
Изм.	Кол.ум.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
И.В. Грозный	Грозный	07.02				
Зуб. гр.	Навальный	07.02				
Исполнитель	Ольга Михайловна	07.02				
				Смета потокораспределения в сети 110кВ и выше в летний максимум нагрузок 2015 года		Филиал ОАО "Донецк ИЭС" "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" г. Ростов-на-Дону, 2011.
				Расчетный вариант. Послеаварийный режим		

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



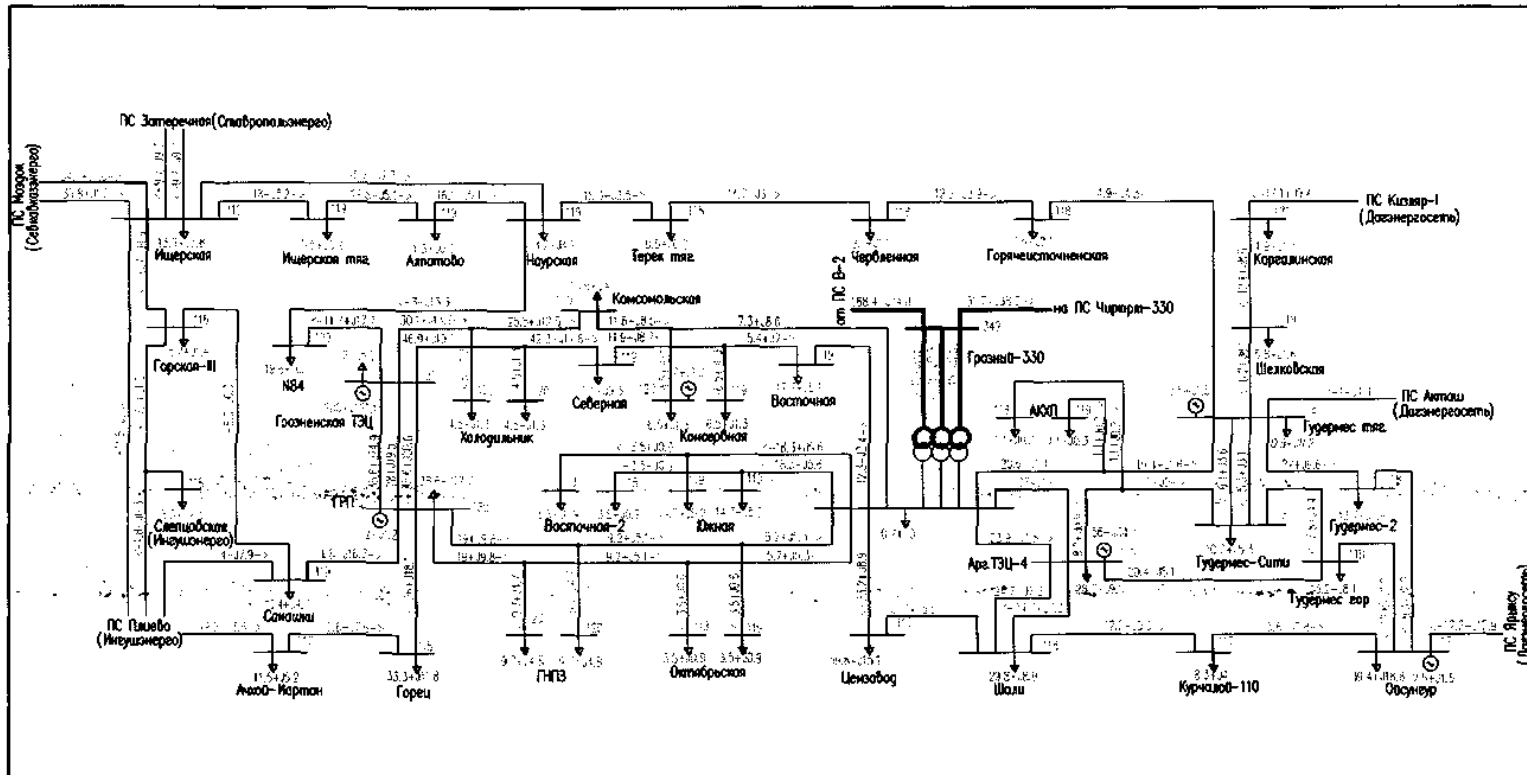
**Примечание.**

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 489 \text{ МВт}$ .
3. Потокораспределение приведено для режима с установкой в Чеченской энергосистеме компенсирующих устройств (КУ) суммарной мощностью 68,5 Мвар и с установкой СТК-50 на ПС 330кВ "Грозный".

Имя, Фамилия	Лист и дата	Всего листов

6922-33С-ПЗ-009-09СР32				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 г.г. и прогноз до 2030 г.				
Имя	Код уч.	Лист	№ док.	Дата
И. контр.	Голова	07.02		
Заб. пр.	Налисый	07.02		
Инженер	Овельников	07.02		
Одно потокораспределение в сети 110кВ и выше за 2015 год. Расчетный вариант с установкой БСК на ПС 110кВ				Филиал ОАО "Енисей ИБЭ" "ДИЭНЕРГОСЕРВИС" в Ростове-на-Дону, 2011.
Страница		Лист	Листов	
08		15		

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



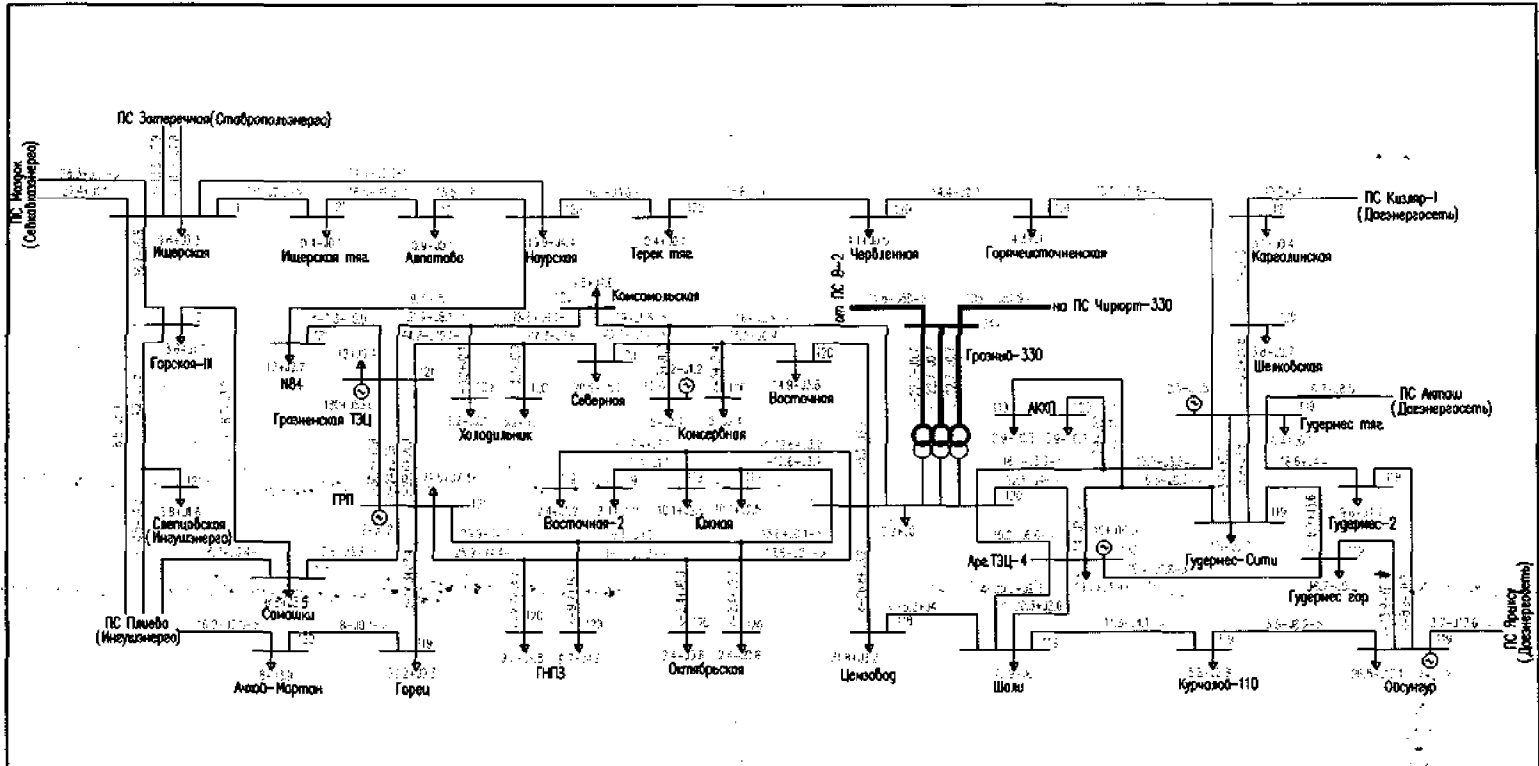
Примечание

1. Перетоки мощности показаны в МВт и МВар, напряжение - в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 526 \text{ MW}$ .

Имя	И.П.	Дата	Лист	из	Всего

<b>6922-ЭС-ПЗ-009-09СРЭ</b>					
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.					
Имя	Код	Лист	из	Всего	Дата
Статус	Лист	Всего			
ОС	16				
И.контр.	Галаева	07.02	Дата потмокораспределения и уровни напряжений		
Зам. гр.	Налимов	07.02	в сети 110кВ и выше в зимней максимальной		
Исполнитель	Самойлова	07.02	нагрузок 2015 года. Оптимизированный вариант.		
			Филиал ОАО "Искра ИЭС" "ИСКЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" г. Ростов-на-Дону, 2011.		

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



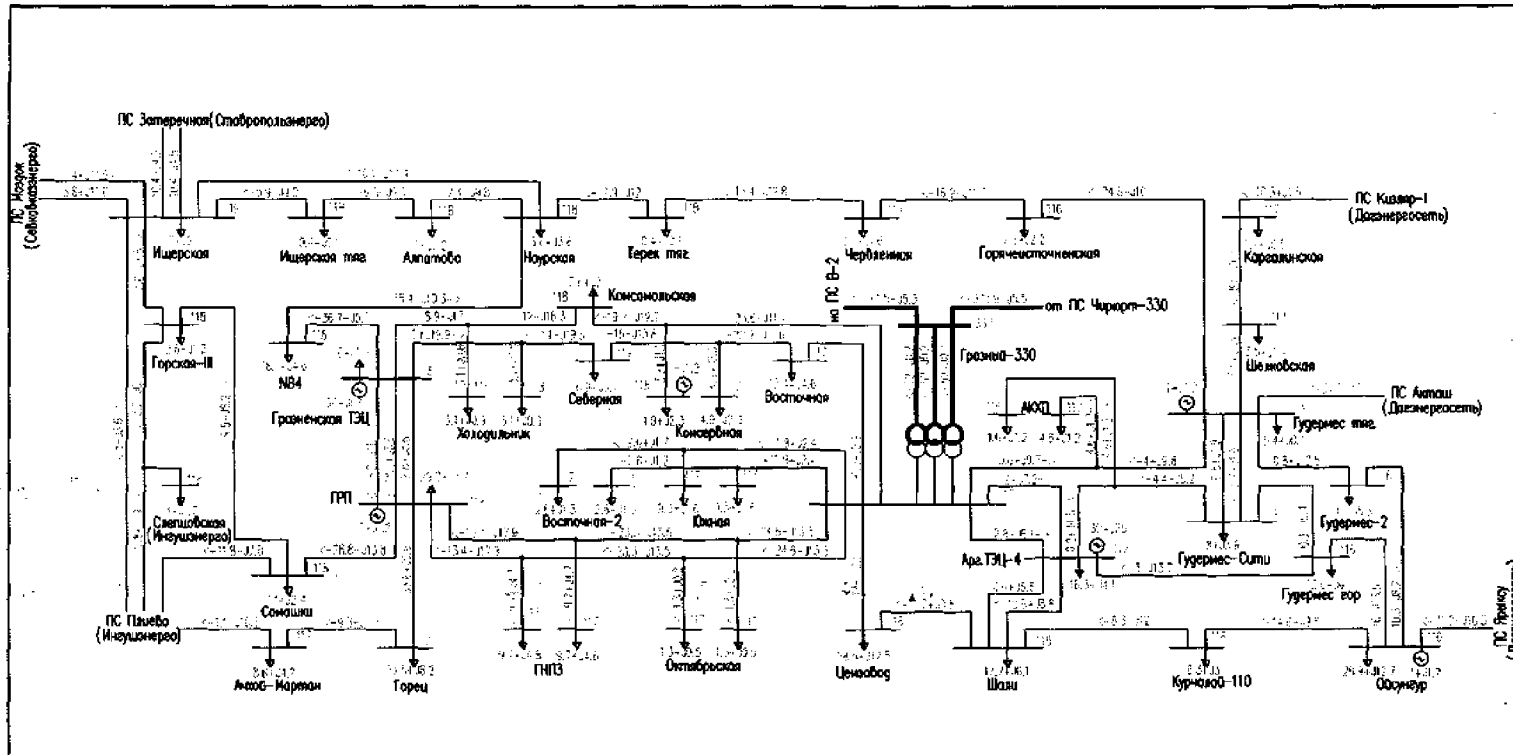
Примечание.

1. Поток мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 388$  МВт.

№ докум.	Лист	из	колич.
1	1	1	1

<b>6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2</b>				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 г.г. и прогноз до 2030г.				
Изм.	Код изм.	Лист	из	колич.
Исполн.	Исполн.	Дата	Статус	Лист
Исполн.	Исполн.	Дата	Статус	Лист
Исполн.	Исполн.	Дата	Статус	Лист

**ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**



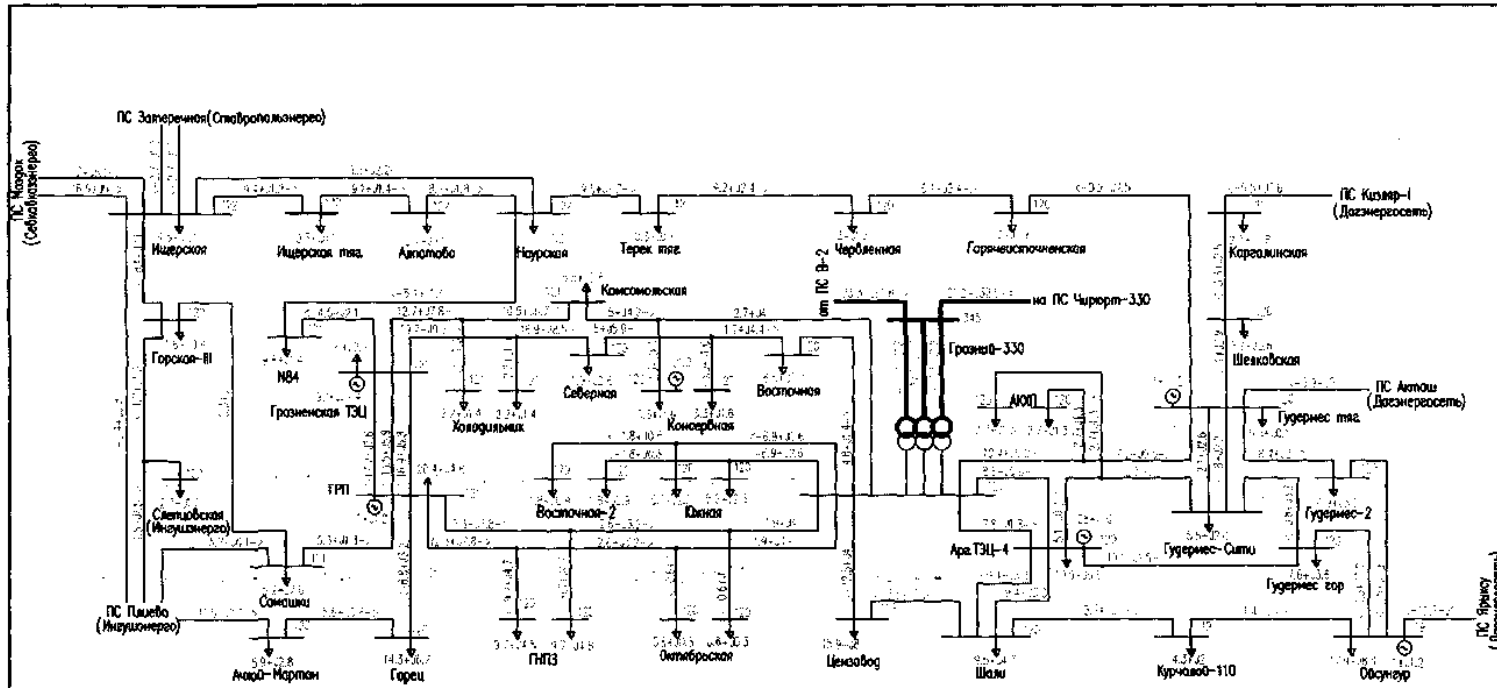
Примечание.

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 382 \text{ МВт}$ .

№ п/п	Имя	Дата
	Подпись	Подпись

<b>6922-ЗЭС-ПЗ-009-09СРЭЭ</b>				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.				
Имя	Код	Лист	Р.с.к.	Подп.
		08	18	
И. контр.	Галахова	07.02		
Заб. гр.	Налисский	07.02		
Исполн.	Самильянов	07.02		
Зона котлоагрегатных и урбани направлений в сети ТНФ и выше в период мониторинга 2015 года. Остаточный баланс.				
Филиал ОАО «Дача РУС» «ЭНЕРГОСЕТЬ/ПРОЕК» в Ростоб-ин-Дача 2011.				

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



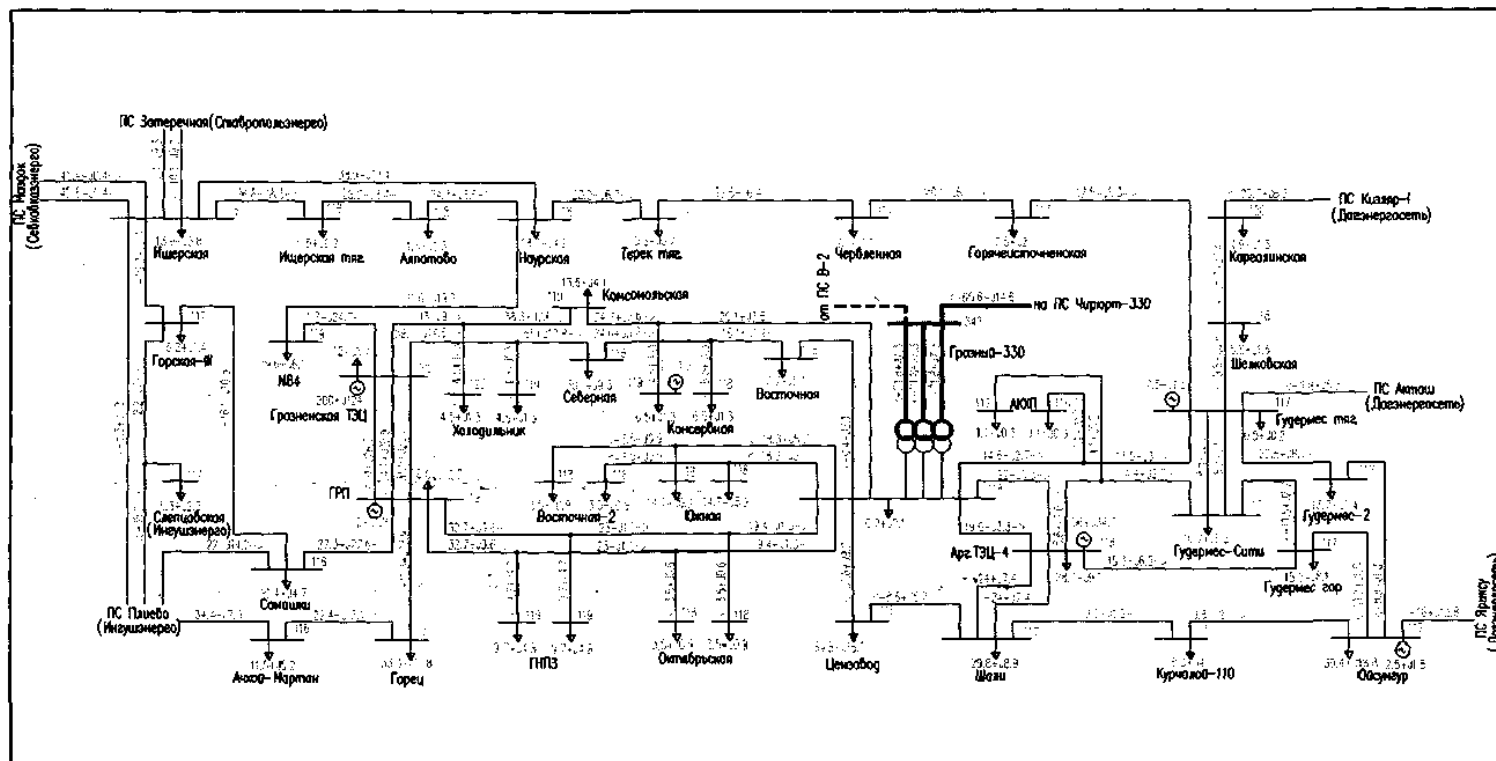
Примечание

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 245 \text{ МВт}$ .

№ п/п	№ докум.	Дата и автор	Внес. №, №

6922-39С-ПЗ-009-09СРЭ2					
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.					
Изм.	Кодум.	Лист № док.	Подп.	Дата	Страниц
					19
№ контр.	Галаубо	07.02			Филиал ОАО "Единая РЭС" "ЮЖНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" в Ростоб-на-Дону 2011.
Заб. пр.	Назаров	07.02			
Провер.	Симельников	07.02			

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



- Примечание:**
1. Перетоки мощности показаны в МВт и МВар, напряжение - в кВ.
  2. Потокораспределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 526 \text{ МВт}$ .
  3. Потокораспределение приведено для послеаварийного режима при отключении ВЛ 330 кВ "Владикавказ-2 - Грозный".

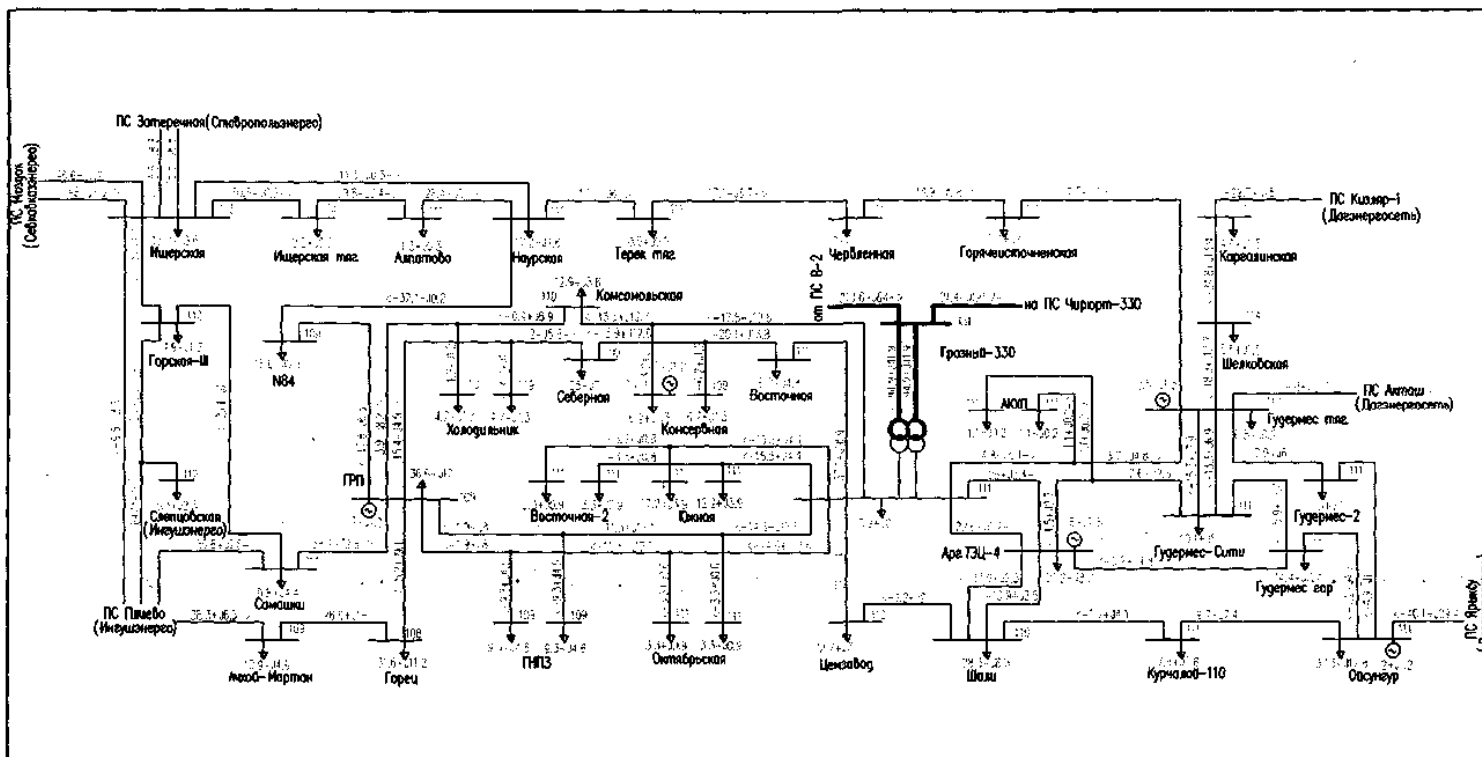
№ п/п	Время	№
1	10:00	1
2	11:00	2
3	12:00	3
4	13:00	4
5	14:00	5
6	15:00	6
7	16:00	7
8	17:00	8
9	18:00	9
10	19:00	10
11	20:00	11
12	21:00	12
13	22:00	13
14	23:00	14
15	00:00	15
16	01:00	16
17	02:00	17
18	03:00	18
19	04:00	19
20	05:00	20
21	06:00	21
22	07:00	22
23	08:00	23
24	09:00	24
25	10:00	25
26	11:00	26
27	12:00	27
28	13:00	28
29	14:00	29
30	15:00	30
31	16:00	31
32	17:00	32
33	18:00	33
34	19:00	34
35	20:00	35
36	21:00	36
37	22:00	37
38	23:00	38
39	00:00	39
40	01:00	40
41	02:00	41
42	03:00	42
43	04:00	43
44	05:00	44
45	06:00	45
46	07:00	46
47	08:00	47
48	09:00	48
49	10:00	49
50	11:00	50

<b>6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2</b>					
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.					
Имя	Класс	Лист	Гр.ок.	Погр.	Дата
		08			
№ контр.	Головова	07.02			Схема потокораспределения в сети 110кВ и выше в эквив. максимальном нагрузке 2015 года.
Заб. гр.	Издосов	07.02			Оптимизационный вариант послеаварийного режима
Исполн.	Самельников	07.02			
					Старая
					Лист
					20
					Листов
					Филиал ОАО "Кавказ НЛС" "КОМЭНЕРГОСЕРВИС" г. Ростов-на-Дону, 2011.





ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



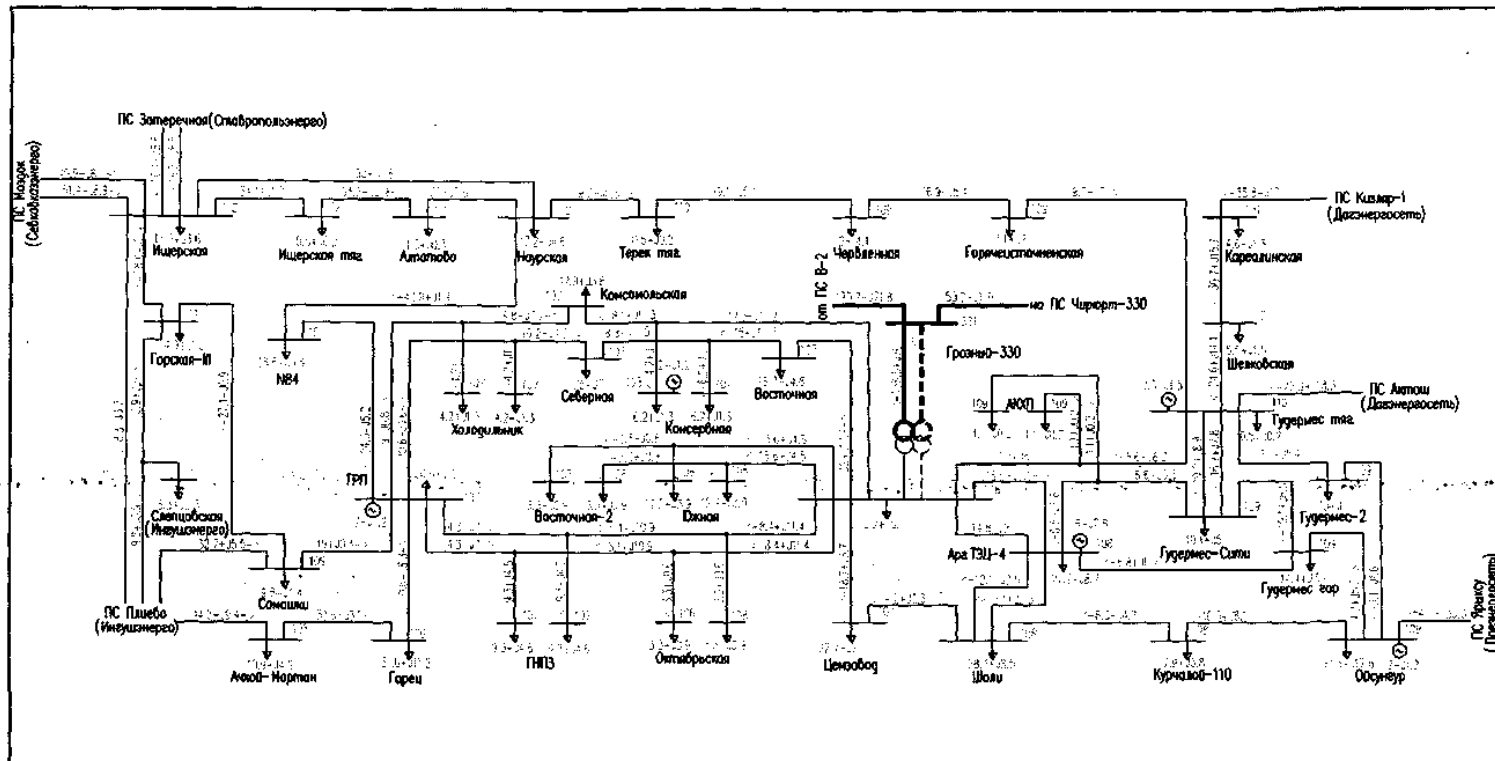
**Примечание**

1. Передачи мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Потокораспределение приведено для нормального режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\Sigma} = 470 \text{ МВт}$  без установки компенсирующих устройств (КУ) и без СТК-50 на ПС 330 кВ "Грозный".
3. Режим приведен без установки на ПС 330 кВ "Грозный" третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА.

Изм.	Кол.	Лист	Итого
1	1	1	1

6922-ЭЭС-ПЗ-009-09СР32				
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011–2015 г.г. и прогноз до 2030 г.				
Изм.	Кол.	Лист	Итого	
№ копир.	Грозный	07.02		
Док. пр.	Ижевск	07.02		
Исполн.	Османов	07.02		
Значо потокараспределения и уровню напряжений в сети 110 кВ и выше в здании диспетчеризации на период 2013 года. Расчетный баланс.				Филиал ОАО "Интер РЕС" "ЭНЕРГЕТИКА ЧР" г. Ростоб-на-Дону, 2011.

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



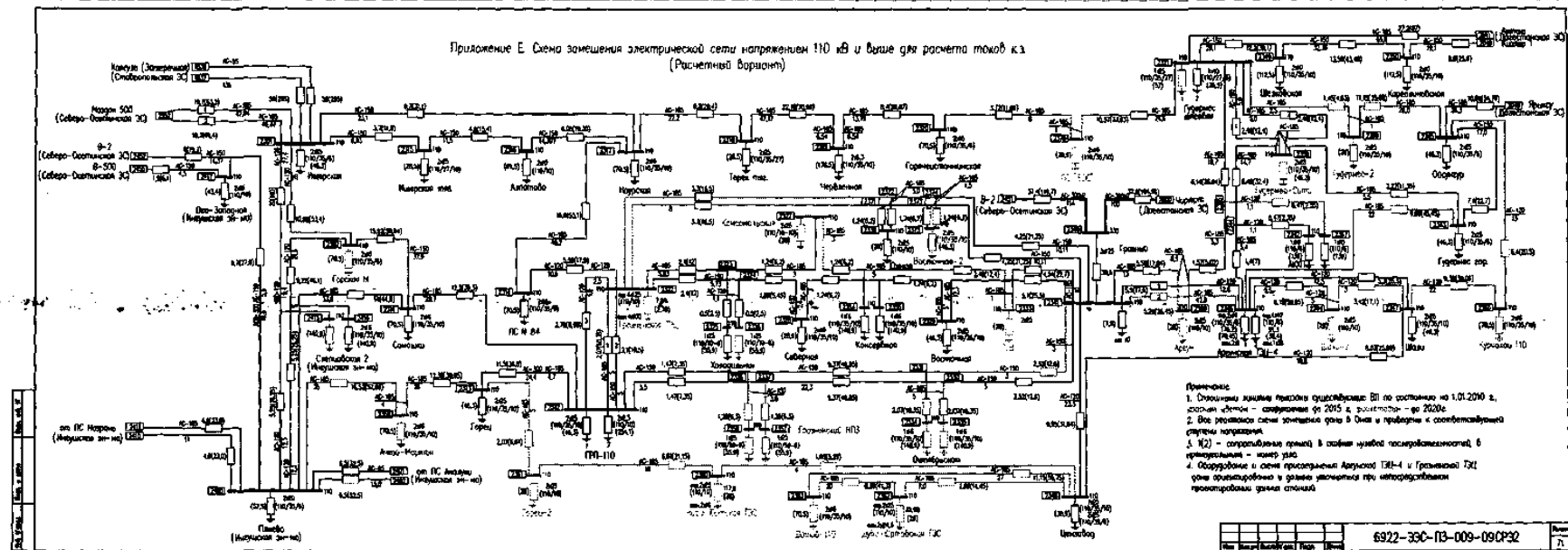
Примечание

1. Поток мощности показаны в МВт и МВар, напряжение – в кВ.
2. Поток распределение приведено для режима при уровне потребления Чеченской энергосистемой  $P_{\text{сум}} = 470 \text{ МВт}$  без установки компенсирующих устройств (КУ) и без СТК-50 на ПС 330 кВ "Грозный".
3. Последоварийный режим при отключении одного АТ 330/110 кВ на ПС "Грозный" без установки третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА.

Имя, Фамилия	Дата и время	Время, мес, у.

6922-3ЭС-ПЗ-009-09СР32					
Программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и прогноз до 2030г.					
Имя	Код	Лист	Всего	Подп.	Дата
И. контр.	Гаврилова				07.02
Заб. гр.	Насосова				07.02
Исполн.	Кумедина				07.02
Схема потокараспределения в сети 110кВ и выше в зимний максимум нагрузок 2013 года. Расчетный вариант. Последоварийный режим.					Филиал ОАО "Южная ИЭС" "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ" с. Разъезд-но-Дом, 2011.
			Страниц	Лист	Листов
			08	23	

ПОДПРОГРАММА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



---

Приложение №2  
к Программе развития энергетики  
Чеченской Республики  
на период до 2030 года

**Том II. ПОДПРОГРАММА «ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»**

## **АННОТАЦИЯ**

В отчете рассмотрены анализ и перспективы развития гидроэнергетики Чеченской Республики. Дана характеристика речной сети и потенциала гидроресурсов Чеченской Республики. Выполнен анализ гидроэнергетической и экономической обоснованности каскада ГЭС на р. Аргун. Рассмотрены вопросы малой гидроэнергетики, ресурсного обеспечения подпрограммы и даны индикативные показатели.

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>Паспорт</b>	<b>5</b>
<b>Введение</b>	<b>8</b>
<b>1. Современное состояние и тенденции развития</b>	<b>11</b>
<b>2. Экологические аспекты использования гидроэнергетики</b>	<b>12</b>
<b>3. Технологии в гидроэнергетике</b>	<b>13</b>
3.1. Особенности технологии малой энергетики	14
<b>4. Характеристика речной сети и потенциала гидроресурсов</b>	<b>16</b>
<b>5. Анализ гидроэнергетической и экономической обоснованности каскада ГЭС на р. Аргун</b>	<b>21</b>
5.1. Отношение доходов и расходов	23
5.2. Внутренняя норма рентабельности	24
5.3. Описание модели	23
5.4. Результаты экономического анализа	26
5.5. Предложение по пофазовому строительству	34
<b>6. Малая гидроэнергетика</b>	<b>38</b>
<b>8. Ресурсное обеспечение подпрограммы</b>	<b>42</b>

<b>9.</b>	<b>Индикативные показатели подпрограммы</b>	<b>43</b>
	<b>Литература</b>	<b>44</b>
	<b>Приложение А</b>	<b>44</b>
	<b>Приложение В</b>	<b>84</b>
	<b>Приложение С</b>	<b>129</b>
	<b>Приложение D</b>	<b>134</b>



**ПАСПОРТ**

**Подпрограммы «Гидроэнергетика» в рамках «Программа развития  
энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.»**

Наименование документа	Подпрограмма Гидроэнергетика
Основание разработки Подпрограммы	Госконтракт № 11 от 26.05.2010 г. на разработку "Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г."
Заказчик Подпрограммы	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Разработчик Подпрограммы	Комплексный научно-исследовательский институт РАН
Цели Подпрограммы	Максимально эффективное использование гидроэнергетических ресурсов для обеспечения роста валового регионального продукта и повышения качества жизни населения Чеченской Республики
Задачи Подпрограммы	1.Выявление экономически обоснованных направлений использования гидроэнергетических ресурсов в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики. 2.Качественное и полное обеспечение населения и экономики Чеченской Республики энергоресурсами по доступным тарифам. 3.Реализация приоритетных инвестиционных проектов; 4.Содействие исполнению обязательств Российской Федерации по международным соглашениям в области экологии и охраны окружающей среды в рамках Киотского протокола.
Сроки реализации Подпрограммы	2011-2025 гг.

Программа развития энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.

<p>Перечень разделов Подпрограммы</p>	<p>1. Современное состояние и тенденции развития</p> <p>1.2. Экологические аспекты использования гидроэнергетики</p> <p>1.3. Технологии в гидроэнергетике</p> <p>2. Характеристика речной сети и потенциала гидроресурсов</p> <p>3. Анализ гидроэнергетической и экономической обоснованности каскада ГЭС на р. Аргун</p> <p>3.1. Описание модели</p> <p>3.2. Результаты экономического анализа</p> <p>3.3. Предложение по поэтапному строительству</p> <p>3.4. Основные технико-экономические показатели 1 и 2-ой очереди проекта «Строительство каскада ГЭС на р. Аргун»</p> <p>4. Малая гидроэнергетика</p> <p>4.1. Основные параметры строительства малых ГЭС</p> <p>5. Ресурсное обеспечение Подпрограммы</p> <p>6. Индикативные показатели Подпрограммы</p> <p>7. Государственная политика в сфере использования возобновляемых источников энергии</p>
<p>Основные мероприятия подпрограммы</p>	<p>1. Технико-экономическая оценка использования гидроресурсов Чеченской Республики</p> <p>2. Определение перспективных направлений и первоочередных объектов для освоения потенциала гидроресурсов</p>
<p>Исполнители Подпрограммы</p>	<p>Министерство экономики и промышленности Чеченской Республики, Министерство жилищно-коммунального хозяйства Чеченской Республики, Министерство финансов Чеченской Республики, Министерство сельского хозяйства Чеченской Республики.</p>
<p>Объемы и источники финансирования</p>	<p>Средства бюджета Чеченской Республики и иные средства в соответствии с законодательством</p> <p>Объемы финансирования:</p>

**Программа развития энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.**

<b>Ожидаемые конечные результаты реализации подпрограммы</b>	<p>Реализация подпрограммы позволит обеспечить:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Создание генерирующей отрасли в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики.</li><li>2. Выработка электрической энергии: 2015 г. – 356,6 млн. кВтч, 2020 г. – 1101,6 млн. кВтч, 2025 г. – 1586,7 млн. кВтч.</li><li>4. Сокращение выбросов в атмосферу парниковых газов в объеме - 300 тыс. т/год.</li><li>5. Создание новых рабочих мест - 800 человек, с учетом развития инфраструктуры – 20 000 человек.</li></ol>
<b>Система организации контроля за исполнением Программы</b>	<p>Формы и методы организации государственного контроля за ходом реализации Подпрограммы определяются Кабинетом Министров Чеченской Республики</p>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Чеченская Республика располагает большим гидроэнергетическим потенциалом, технически осуществимая и экономически целесообразная величина, которого составляет 4,7 млрд. кВтч в год.

Изучение гидроэнергетических ресурсов р. Аргуна и возможных форм их освоения было начато в 20-х годах прошлого столетия.

Проектными конторами «Ростовсельэлектро» и «Грозсельэлектро» до 50-х годов было разработано 22 проекта строительства ГЭС на территории Чечено-Ингушской АССР, из них реализовано четыре.

Последняя гипотеза освоения гидроэнергетического потенциала р. Аргун была разработана в 1971 г. при составлении институтом «Гидропроект» раздела «Гидроэнергетика» для схемы комплексного использования и охраны водных и земельных ресурсов бассейнов рек Терек и Сулак. В дальнейшем были выполнены схемы размещения каскада ГЭС по р. Аргун в различных вариантах объема водохранилищ и протяженности деривационных каналов.

Целесообразность использования гидроэнергоресурсов горных рек многократно подтверждена на практике развития энергетики республик Северного Кавказа, где в настоящее время функционирует 36 ГЭС, в стадии проектирования и строительства находится еще около 30 ГЭС. Сроки окупаемости затрат на строительство ГЭС имеют устойчивую тенденцию к сокращению за счет прогнозируемого роста цен на органическое топливо (с 19,6

долларов США за 1000 м<sup>3</sup> газа в 2001 г. до 62,2 к 2010 г.) и ратификацией Россией Киотского соглашения по защите окружающей среды.

Сложившаяся в последние годы, система электроснабжения Чеченской Республики основана на поставках электроэнергии от электростанций вне пределов региона через систему подстанций и линий ОАО «Федеральная сетевая компания» протяженностью в некоторых случаях до 800 км. Объем потребляемой электроэнергии ежегодно растет и составит к 2020 г. около 2,8 млрд. кВт.ч с максимальной потребляемой мощностью не менее 500 МВт. При этом сохраняется множество факторов, снижающих надежность и качество поставляемой электроэнергии, значительно повышающих ее стоимость из-за потерь в сетях, издержек производства транспортирующих организаций и услуг перепродавцов энергии.

Отсутствие на территории Чеченской Республики генерирующих мощностей, позволяющих выравнять график потребляемой мощности покупной энергии, приводит к существенному (до 20 %) повышению тарифа на электроэнергию, вызванного платой за максимально заявленную мощность утреннего и вечернего максимума нагрузок.

В представленной компанией «РИКО Групп», «Схеме размещения объектов каскада ГЭС и социальной сферы», предлагается строительство каскада ГЭС на р. Аргун, которое призвано обеспечить: дальнейшее развитие экономики, объектов сельского хозяйства, производства экологически чистой электроэнергии, сферы услуг и отдыха в Чеченской Республике, снизить потери в электрических сетях, улучшить социальную обстановку.

Правительство Чеченской Республики и РАО «ЕЭС России» ранее пришли к согласованному решению о необходимости развития гидроэнергетики на территории Республики (Соглашение от 30.07.2004 г.).

По заданию Правительственной комиссии под руководством Г.О. Грефа, во исполнение поручения Президента Российской Федерации В.В. Путина от 05.07.2004г., ФГУП «Гипрогор» и ГНИУ «Совет по изучению производительных сил» разработали «Концепцию схемы развития и размещения производительных сил Чеченской Республики на период до 2010 г.», и рекомендовали уже с 2005 г. приступить к реализации проекта освоения гидроэнергетических ресурсов горных рек.

Решением Правительства Чеченской Республики в 2009 г. проект строительства каскада ГЭС на реке Аргун вошел в Перечень приоритетных инвестиционных проектов и предложений Чеченской Республики.

В целом, инвестиционный проект каскада Аргунских ГЭС кроме очевидной экономической привлекательности, имеет огромное социальное значение, связанное с созданием более 20 000 новых рабочих мест во время строительства (12-15 лет), при уровне безработицы 50 % по Чеченской Республике.

## **1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ**

В последние десятилетия наблюдаются качественные изменения в мировой гидроэнергетике, обусловленные экономическими, политическими и технологическими причинами.

Среди важнейших факторов, которые определяют развитие гидроэнергетики, - степень освоенности гидроэнергетического потенциала территорий. В развитых странах мира, как правило, освоена большая часть экономически целесообразного гидропотенциала, в частности в Европе – 75 %, в Северной Америке - около 70 %, и практически исчерпаны возможности для строительства крупных гидроэлектростанций (ГЭС). В России используется 40 % гидропотенциала.

Основными показателями, позволяющими оценить гидроэнергетический потенциал региона, являются водность рек и наличие значительных перепадов высот рельефа. Совокупность данных по объему стока местных водотоков, крупных транзитных рек и амплитуде рельефа является достаточной для адекватной оценки потенциальной энергетической мощности работы воды на территории освоения.

## 2. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Помимо экономической целесообразности, развитие гидроэнергетики определяют экологические приоритеты. Поскольку строительство крупных ГЭС, как правило, сопряжено с существенными экологическими проблемами, в странах с высокими природоохранными стандартами это стало дополнительным барьером для развития крупной гидрогенерации.

Говоря о воздействии гидроэнергетики на экологию, необходимо учитывать следующее:

- крупные электростанции являются одним из наиболее существенных факторов сдерживания климатических изменений. Так, по данным Международного энергетического агентства, без существующих гидроэлектростанций выбросы парниковых газов были бы на 11 % выше, что сравнимо с выбросами всего автомобильного транспорта планеты;

Сегодняшний гидроэнергетический комплекс России – это свыше 80 гидроэлектростанций (кроме малых ГЭС) общей установленной мощностью около 46 тыс. МВт и среднесуточной выработкой 180 млрд. кВт/ч в год, что составляет соответственно 22 % и 18,6 % по мощности и выработке от всех электростанций России.

Ожидая скорого принятия новых законов в области возобновляемой энергии, российские и зарубежные инвесторы изучают возможности капиталовложений в гидроэнергетику. Например, японская «Mitsui» и норвежская «Statkraft» рассматривают предложения по строительству на Северном Кавказе гидроэнергетических установок.





### 3. ТЕХНОЛОГИИ В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

В ГЭС кинетическая энергия падающей воды используется для производства электроэнергии. Турбина и генератор преобразовывают энергию воды в механическую энергию, а затем - в электроэнергию. Турбины и генераторы установлены либо в самой дамбе, либо рядом с ней. Иногда используется трубопровод, чтобы подвести воду, находящуюся под давлением, ниже уровня дамбы или к водозаборному гидроузлу ГЭС. Мощность ГЭС определяется, прежде всего, по функции двух переменных: расход воды, выраженный в кубических метрах в секунду ( $\text{м}^3/\text{с}$ ), и гидростатический напор, который является разностью высот между начальной и конечной точкой падения воды. Проект станции может основываться на одной из этих переменных или на обеих.

С точки зрения превращения энергии, гидроэнергетика - технология с очень высоким КПД, зачастую превышающем более чем в два раза КПД обычных тепловых электростанций. Причина в том, что объем воды, падающий вертикально, несет в себе большой заряд кинетической энергии, которую можно легко преобразовать в механическую (вращательную) энергию, необходимую для производства электричества. Оборудование для гидроэнергетики достаточно хорошо разработано, относительно простое и очень надёжное, а также имеет продолжительный срок службы. Срок службы ГЭС - более 50 лет. Многие станции, построенные в двадцатые годы XX века - первый этап расцвета гидроэнергетики - все еще в действии.

Так как всеми существенными рабочими процессами можно управлять и контролировать их дистанционно через центральный узел управления, непосредственно на месте требуется небольшой технический персонал. В настоящее время накоплен уже значительный опыт по работе ГЭС

мощностью от 1 кВт до сотен МВт.

### **3.1. Особенности технологии малой энергетики**

В малых и «микро» ГЭС сочетаются преимущества большой ГЭС с одной стороны и возможность децентрализованной подачи энергии с другой стороны. Они не имеют многих недостатков, характерных для больших ГЭС, а

именно: дорогостоящие трансмиссии, проблемы, связанные с негативным воздействием на окружающую среду. Кроме того, использование малой гидроэнергетики ведёт к децентрализованному использованию электроэнергии, способствует развитию данного региона, главным образом основанном на самодостаточности и использовании местных ресурсов.

Для малых ГЭС технология больших ГЭС зачастую имеет уменьшенные размеры, что приводит к значительному повышению капитальных затрат на единицу установленной мощности. С другой стороны, воздействия на окружающую среду со стороны малой гидроэнергетики настолько незначительны, что зачастую о них говорят как о «не существующих».

Большинство из них не имеют больших водохранилищ, то есть вода не собирается позади дамбы. Малая гидроэнергетика имеет особое значение, в первую очередь, благодаря обеспечению принципа децентрализации. Выработанная электроэнергия обычно передаётся по низковольтной распределительной сети относительно небольшому количеству потребителей, расположенных поблизости от ГЭС.

Малые ГЭС отличаются друг от друга в зависимости от используемого напора воды. Высоконапорные ГЭС типичны для горных областей; и вследствие того, что для выработки такого же количества электроэнергии им

необходим меньший поток, они обычно дешевле других ГЭС. ГЭС малого напора типичны для равнин, им не нужен водопроводящий канал. На размер капитальных затрат, связанных со строительством малых ГЭС, влияет много факторов. Однако одним из наиболее существенных является выбор места и «привязка» к нему ГЭС. Наличие соответствующего напора и скорости потока воды - необходимые условия для производства электроэнергии.

Для большинства ГЭС необходим трубопровод, подающий воду для работы турбины. Исключение - винтовые машины с открытым входом. Вода должна пройти сначала сквозь фильтр, «задерживающий» находящийся в ней мусор, чтобы избежать засорения и повреждения турбины. Вход обычно размещается в стороне от основного водяного потока, чтобы во время интенсивного потока предохранить турбину от прямого напора воды и мусора.

Требования по технике безопасности при строительстве малых ГЭС не такие высокие, как в случае с большими ГЭС, так как даже разрыв малой дамбы обычно не угрожает человеческим жизням, и риск, соответственно, меньший, что в свою очередь уменьшает капитальные затраты.

При строительстве малых ГЭС обычно используются местные материалы, а к работе привлекается местное население.

Согласно данным Мирового Банка, первичные капиталовложения в строительство малых ГЭС колеблются от 1800 до 5800 долларов США за 1 кВт установленной мощности (для водяных напоров от 2,3 м - до 13,5 м), и от 1000 до 3000 долларов США за 1 кВт (для напоров от 27 м - до 350 м). В то же время, затраты на обслуживание ГЭС невысокие.

Высокие капитальные затраты - самый большой барьер на пути широкомасштабного развития малой гидроэнергетики. Однако, несмотря на этот факт и длительный срок окупаемости (до 7-10 лет в некоторых случаях), малые ГЭС являются рентабельными из-за их продолжительного срока службы (более 70 лет) и низких затрат на техническое обслуживание. Как правило, стоимость обслуживания и ремонта, не включая замену дорогостоящего оборудования, составляет приблизительно от 3 до 4 % капиталовложений для малой и микрогидроэнергетики.

Доказано, что инвестиции в малую гидроэнергетику не подвержены рискам, они надежны в течение нескольких десятков лет.

#### 4. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЧНОЙ СЕТИ И ПОТЕНЦИАЛА ГИДРОРЕСУРСОВ

Территория Чеченской Республики характеризуется высокой обеспеченностью водными ресурсами (как поверхностными, так и подземными). Водные ресурсы республики сосредоточены в реках, озерах, водохранилищах, ледниках и в недрах земли.

В связи с особенностями рельефа и климатическими условиями, в первую очередь распределением осадков, речная сеть распределена по территории республики неравномерно.

Горная часть и прилегающая к ней Чеченская равнина имеют густую, сильно разветвленную речную сеть. А на Терско-Сунженской возвышенности и в районах, расположенных к северу от Терека, рек нет. Территория Чеченской Республики обеспечена водными ресурсами, но отличается неравномерным распределением на своей территории речной сети. Это объясняется характером рельефа и неравномерностью распределения атмосферных осадков, резким преобладанием испарений над осадками в степных и полупустынных районах. Большое влияние на быстроту стока оказывает не только высота над уровнем океана, но также направление горных хребтов, ориентация склонов, характер форм рельефа

Южная часть республики – горные районы и Чеченская наклонная равнина – имеют широко разветвленную и густую сеть рек и речек. Терско-Сунженская возвышенность и Затеречная низменность, лежащие к северу от Терека, лишены стока.

Чеченская Республика имеет весьма разветвленную речную сеть. Общее количество рек составляет 3198, суммарная протяженность - 6508,8 км. Все реки относятся к речным системам Терека и Сулака бассейна

Каспийского моря. Преобладающее большинство рек (>97 %) представляет собой небольшие водотоки длиной менее 10 км. Число основных рек (длиною более 10 км) - 100.

Большая часть рек республики относится к горным, имеют ледниковое или грунтовое питание. Все они берут свое начало в ледниках Кавказского хребта или из родников на северных склонах Скалистого и Пастбищного хребтов и Черных гор. Все реки Чечни относятся к бассейну реки Терека, за исключением рек Аксай, Яман-Су и Ярык-Су, относящиеся к бассейну р.Акташ. Терек, Аргун, Асса, как реки ледникового питания, имеют не только весенние поднятия воды, связанные с таянием снега в их бассейнах, но еще и паводковый период во второй половине лета, во время таяния ледников Кавказского хребта. Усиленные осенние дожди в горах также дают подъемы воды. Самый низкий уровень воды у горных рек бывают зимой. Распределение годового стока горных рек по временам года характеризуется примерно таким соотношением: на летний период (июнь-август) падает 55 %, на весенний и осенний – 35 %, на зимний (декабрь-февраль) – 10 %. Такой гидрологический режим рек благоприятен для орошения, но затрудняет равномерную работу гидроэлектростанций.

За исключением Терека, Ассы и Аргуна, все остальные реки горной и предгорной части республики питаются родниковыми и дождевыми водами. Более значительные из них – Сунжа, Фортанга, Гехи и Мартан – берут начало в зоне Скалистого хребта, а Шалажи, Валерик, Гойта, Джалка, Гумс – из родников Пастбищного хребта и Черных гор. Реки с родниковым и дождевым питанием второго паводка не имеют и к лету сильно мелеют. Более устойчивый сток имеют мелкие речки бассейна реки Сунжа, питаемые грунтовыми водами. Эти реки слабо реагируют на выпадения дождей в горах или таяние ледников в высокогорных районах.





**Рис.4.1 . Карта гидросети Чеченской Республики.**

Условные обозначения:

- 1 – г. Грозный; 2,3 – населенные пункты; 4,5 - границы Чеченской Республики;  
6 – реки; 7 – озера; 8 – ледники; 9 – каналы; 10 - реки временные.

По водному режиму реки Чеченской Республики можно разделить на два типа: первый тип - реки, в питании которых важную роль играют ледники и высокогорные снега. К ним относятся Терек, Сунжа (ниже впадения Ассы) и Аргун. Эти реки имеют половодье в летний период, когда энергично тают снега и ледники высоко в горах. Ко второму типу относятся реки, берущие начало из родников. В эту группу входят реки: Валерик, Гехи, Мартан, Гойта, Джалка, Белка, Аксай, Ярык-Су и другие. У них не бывает летнего половодья. Водный режим рек обоих типов характеризуется резкими паводками в летний период.

**Таблица 4.1 Средние месячные расходы воды наиболее крупных рек Чеченской Республики (в м/сек.)**

Реки	Месяцы												Голо- вые
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Терек ст. Каргалинская	130	133	166	213	324	460	538	510	349	241	198	159	285
Сунжа г. Карабулак	1,9	2,0	2,5	3,0	3,5	4,8	2,5	2,1	2,0	2,0	1,8	1,8	2,5
г. Грозный	16,9	17,	24,	35,	42,	56,5	46,6	35,7	305	26,5	23,1	19,7	31,3
с. Брагуны	43,1	3	5	9	9	156	143	112	85,5	70,2	58,2	49,2	84,7
Асса													

**Программа развития энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.**

с.Нижний Алжун	6,2	5,7	6,0	9,0	17, 2	28,6	33,6	21,9	16,3	12,8	9,3	7,4	14,5
Форганга с. Бамут	2,7	2,5	3,1	4,4	6,3	5,6	4,7	4,0	3,2	3,0	2,7	2,6	3,7
Аргун с. Дуба-Юрт	16,2	15, 2	18, 7	30, 4	55, 3	85,4	91,0	71,8	50,4	36,3	25,4	19,3	43,0
Гумс г. Гудермес	2,2	2,7	5,8	6,9	7,2	7,7	4,9	4,1	3,3	3,0	2,7	2,6	4,4

Терек, Аргун, Асса, как реки ледникового питания, имеют не только весенние поднятия воды, связанные с таянием снега в их бассейнах, но еще и паводковый период во второй половине лета, во время таяния ледников Кавказского хребта. Усиленные осенние дожди в горах также дают подъемы воды. Самый низкий уровень воды у горных рек бывают зимой. Распределение годового стока горных рек по временам года характеризуется примерно таким соотношением: на летний период (июнь-август) падает 55 %, на весенний и осенний – 35 %, на зимний (декабрь-февраль) – 10 %. Такой гидрологический режим рек благоприятен для орошения, но затрудняет равномерную работу гидроэлектростанций.

Потенциальные гидроресурсы территории определялись по данным среднееголетних расходов и потенциальной энергии воды. Основные гидроресурсы сосредоточены, в основном, на крупных реках: Терек, Сунжа, Аргун, Асса и других. Средний многолетний сток рек на территории Чеченской Республики составляет - 12,7 млн.м<sup>3</sup>.

Валовый гидроэнергетический потенциал оценивается величиной 7.4 млрд. кВт, экономический потенциал -

4,7 млрд. кВт. Удельная насыщенность гидроэнергоресурсами составляет 3,85 тыс. кВт·ч на 1 км<sup>2</sup> территории.

Валовый потенциал отдельно горных рек составляет - 2,4 млрд. кВт·ч а технический - 1,32 млрд. кВт·ч. Исходя из отсутствия необходимых условий для использования на р. Терек строительства ГЭС деривационного и плотинного типа, предусматривается строительство плавучих (гирляндных) гидростанций малой мощности.

Программа развития энергетики Чеченской республики на период до 2030 г.

Таблица 5.1. Гидроэнергетический потенциал малых рек горной части Чеченской Республики на 01.01.2009г.

№ п/п	Реки	Мощность, МВт	Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Сред. высота водосбора, м	Модуль стока, л/с км	Расход воды, м <sup>3</sup> /с	Расстояние от устья, км
1.	Ярыксу	5,0	186,0	1076,0	7,8	1,46	33,0
2.	Ямансу	0,8	142,4	685,0	3,5	0,5	26,0
3.	Аксай	6,0	452,0	4190,0	117	5,23	93,0
4.	Элистанжи	3,0	224,0	1319,0	3,3	0,74	22,0
5.	Беной-ясси	14,0	177,4	1069,0	15,5	2,75	28,0
6.	Хулхулау	12,0	503,0	1276,0	3,26	1,62	54,0
7.	Белка	12,0	119,0	790,0	5,0	1,07	92,0
8.	Басс	14,0	510,0	690,0	6,0	2,64	87,0
9.	Джалка	20,0	533,0	672,0	8,2	4,47	82,0
10.	Келойахк	12,0	130,0	1820,0	15,6	1,98	16,0
11.	Хуландойахк	16,0	107,0	2606,0	22,8	2,44	16,0
12.	Дзумсэрк	6,0	110,0	1575,0	7,7	0,85	19,0
13.	Кериго	30,0	252,0	2508,0	20,0	4,6	25,0
14.	Гешичу	8,0	102,0	1992,0	14,5	1,47	25,0
15.	Мартан	10,0	544,0	747,0	6,7	3,38	62,0
16.	Рошня	6,0	35,8	1030,0	10,5	0,38	27,0
17.	Осухи	8,0	118,1	1890,0	18,6	0,23	13,0
18.	Гехи	40,0	332,0	1071,0	10,4	3,47	70,0
19.	Шалажа	5,0	258,0	790,0	7,0	1,86	34,0
20.	Нетхой	8,0	60,9	1132,0	11,1	0,72	39,0
21.	Фортанга	40,0	69,1	1785,0	17,3	1,2	75,0
22.	Гудойхи	16,0	902,0	1800,0	18,6	-	23,0
23.	Мериджи	10,0	109,0	1770,0	17,3	1,88	14,0
24.	Мичик	0,6	200,0	537,0	1,0	0,8	35,0
Всего		302,4					

Энергетические показатели первоочередных 10 ГЭС: общая установленная мощность 721 мВт, годовая выработка каскада до 1,6 млрд. кВт·ч/год (гидрологический и гидроэнергетический анализ вариантов использования бассейна реки Аргун приведен в приложениях А, В).

Проведено технико-экономическое обоснование строительства ГЭС. Используемая при проведении экономического анализа методология относится к числу стандартных процедур экономического анализа при оценке инфраструктурных проектов. Эффекты проекта выражаются в виде его доходов и расходов, выраженных в монетарных единицах в различный период времени и могут быть временными или постоянными.

Целью данного анализа является проведение оценки и анализа эффективности проекта в смысле создание новой экономической ценности, т.е. определение экономического потенциала проекта - его прибыльности.

Экономические особенности являются отправной точкой для нахождения источника финансирования, определения структуры собственности и организационной структуры подготовки строительства и самого строительства, а также дальнейшего применения проекта. По основным экономическим потенциалам проекта его потенциальные участники (общественные и частные структуры), оценивают степень соответствия проекта их требованиям.

Анализ экономической эффективности проекта представляет собой анализ экономического потенциала проекта, т.е. его участия в создании новой экономической ценности. В анализ включаются прямые факторы в рамках проекта и постоянные рыночные цены. Главными показателями экономической эффективности проекта служат:

- чистый дисконтированный доход, NPV;
- период окупаемости инвестиции - время возврата инвестиции;
- отношение доходов и расходов, В/С
- внутренняя норма рентабельности, IRR.

Экономический анализ проводится по каждой гидроэлектростанции, находящейся в бассейне реки Аргун, в отдельности. Помимо этого, проводится экономический анализ двух вариантов работы электростанций: самостоятельной и в каскаде. На основании результатов экономического анализа производится оценка проекта и его ранжирование.

Для определения влияния входящих параметров (расходов и доходности) на результаты анализа проводится анализ чувствительности и рисков;

$$\sum_{n=1}^T C_n \left( \frac{1}{1+r} \right)^n = \sum_{n=1}^T B_n \left( \frac{1}{1+r} \right)^n$$

где В-доход;

С-расход;

r-дисконтная ставка (%);

T-Период окупаемости инвестиции;

n-год в общей продолжительности проекта, n = 1 ... t

### 5.1 Отношение доходов и расходов

Отношение доходов и расходов определяет окупаемость инвестиции. В случае если это отношение позитивное, инвестиция является окупаемой. Расчет отношения производится по формуле:

$$\sum_{n=1}^t B_n \left( \frac{1}{1+r} \right)^n / \sum_{n=1}^t C_n \left( \frac{1}{1+r} \right)^n$$

где В - доход;

С - расход;

г - дисконтная ставка (%);

п - год в общей продолжительности проекта, п=1 ... t

## 5.2 Внутренняя норма рентабельности

Одним из показателей прибыльности проекта является внутренняя норма рентабельности (IRR), отражающая ставку прибыльности проекта после возврата полной стоимости инвестиции. В расчет этого показателя экономической эффективности включаются все финансовые трансакции. С экономической точки зрения внутренняя норма рентабельности определяется как дисконтная ставка, при которой текущая стоимость доходов равна текущей стоимости расходов.

$$\sum_{n=1}^t C_n \left( \frac{1}{1+p} \right)^n = \sum_{n=1}^t B_n \left( \frac{1}{1+p} \right)^n$$

где В = доход;

$C$  = расход;

$r$  = внутренняя норма рентабельности (%);

$n$  = год в общей продолжительности проекта,  $n=1 \dots t$

### 5.3 Описание модели

Общие положения: Рассматриваемый период -100 лет, дисконтная ставка – 3 %.

**Расходы.** Прямые расходы включают расходы инвестиции (строительство и оборудование), расходы по обслуживанию, расходы по замене оборудования. Данные расходы устанавливаются в рамках идейных (эскизных) проектов отдельных гидроэлектростанций. Предусматривается производить замену оборудования через каждые 30 лет. Расходы по замене оборудования приняты как 70 % стоимости всего установленного оборудования.

**Доход.** Главным элементом экономической оценки является **прямой доход**, определяемый как доход от производства и продаж электроэнергии

Расчет дохода от производства и продаж электроэнергии производился при использовании цены продажи электроэнергии, составляющей 4,10 руб./кВт·ч. В модели предусмотрен рост цены продажи электроэнергии в размере 1% в год.

Стоимость производства электроэнергии рассчитана с помощью компьютерной модели для вариантов самостоятельной работы каждой гидроэлектростанции и при работе в каскаде под влиянием других электростанций. Поскольку по каждой электростанции имеются две стоимости производства электроэнергии,



рассматривается окупаемость строительства каждой электростанции при ее самостоятельной работе и работе в каскаде.

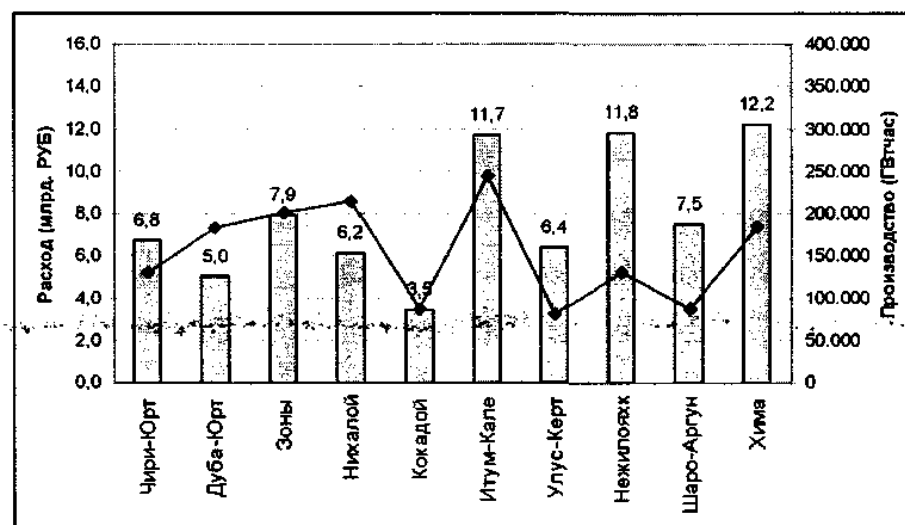


Рис. 5.1. Расходы строительства и объем годового производства при работе в каскаде

Косвенный доход рассматривался только по гидроэлектростанции ГЭС Чири-Юрт, расположенной в самых низовьях, по которой предусматривается получение доходов от продажи воды для орошения. Предусматриваемая территория сельскохозяйственных угодий, орошаемых с использованием воды от ГЭС Чири-Юрт, составляет 3.566 га. При норме орошения брутто, составляющей 4360 м<sup>3</sup>/га, предусматриваемый годовой объем используемой для

орошения воды составит 15 547 760 м<sup>3</sup>. При цене воды, составляющей 1,72 руб./м<sup>3</sup>, объем годового дохода от продаж оросительной воды по ГЭС Чири-Юрт составит - 26 742 147 руб./год.

#### **5.4 Результаты экономического анализа**

##### Работа в каскаде.

В таблице 5.2 приведены экономические показатели по отдельным гидроэлектростанциям при работе в каскаде. Самый короткий период окупаемости инвестиции имеет место в случае ГЭС Дуба-Юрт и составляет 11 лет. Периоды окупаемости ГЭС Улус-Керт, ГЭС Нежилой-ахк и ГЭС Шаро-Аргун превышают 30 лет. Отношение доходов и расходов является наиболее благоприятным в случае ГЭС Дуба-Юрт (5,4) и ГЭС Нихалой (5,1). IRR в случае ГЭС Дуба-Юрт является также наиболее благоприятным - 14, 15 %, а в случае ГЭС Нихалой составляет 12,87 %. Наиболее неблагоприятный показатель IRR имеют ГЭС Нежилой-ахк, ГЭС Шаро-Аргун и ГЭС Улус-Керт, этот показатель составляет менее 6 %. Самое большое значение чистого дисконтированного дохода имеет ГЭС Нихалой, за ней следует ГЭС Итум-Кале.

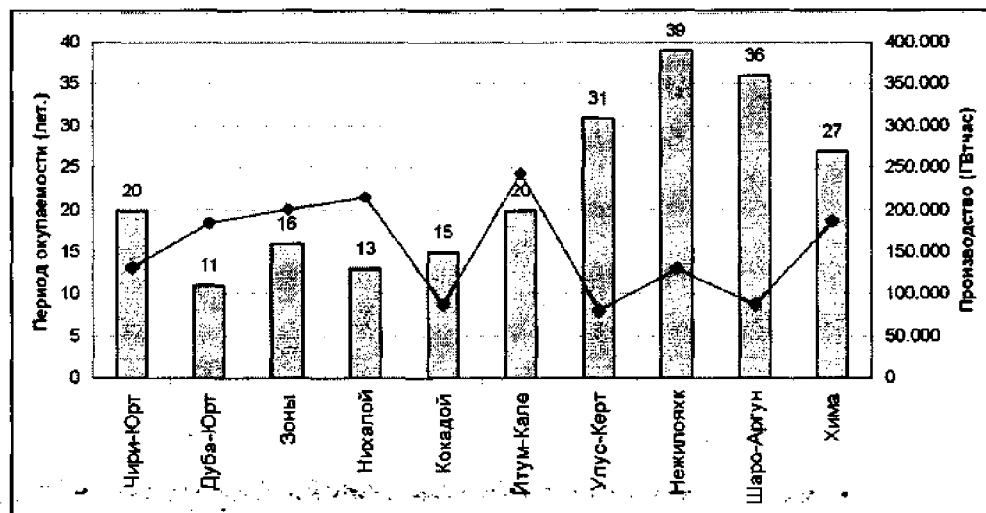


Рис. 5.2. Период окупаемости инвестиций - работа в каскаде

Таблица 5.2. Экономические показатели при работе в каскаде

№ п/п	Гидро- электростанция	Период окупаемост и	IRR	В/С	NPV
		(лет)	(%)		(руб.)
1	Чири-Юрт	20	8,20%	3,0	14.043.701.513
2	Дуба-Юрт	11	14,15%	5,4	23.931.805.682
3	Зоны	16	9,93%	3,8	22.818.109.960
4	Нихалой	13	12,87%	5,1	26.689.573.243
5	Кокадой	15	10,18%	3,6	10.062.937.248
6	Итум-Кале	20	8,16%	3,1	24.571.183.903
7	Улус-Керт	31	5,54%	1,9	6.013.515.423
8	Нежилой-ахк	39	4,89%	1,7	8.065.399.876
9	Шаро-Аргун	36	5,18%	1,8	6.005.254.221
10	Хима	27	6,28%	2,2	15.129.950.741

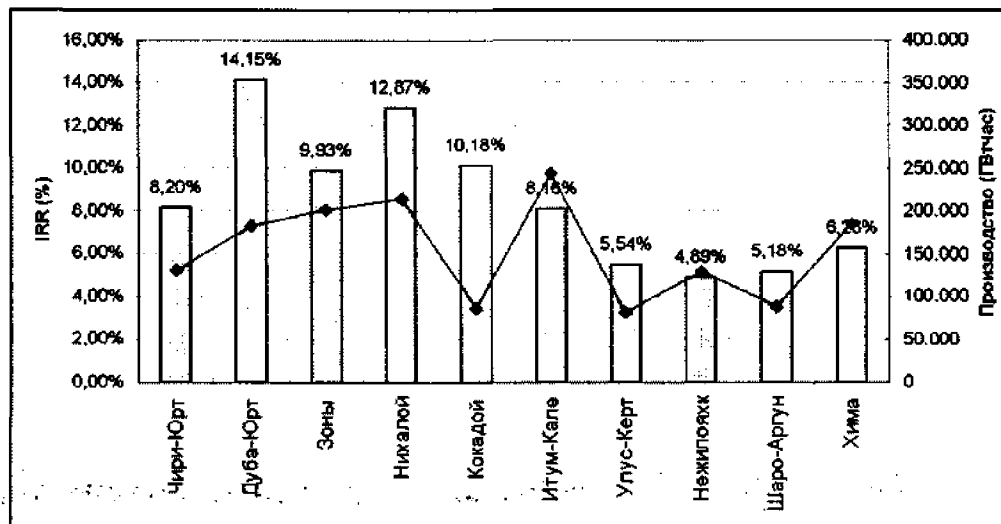


Рис. 5.3. Внутренняя норма рентабельности (IRR) - работа в каскаде

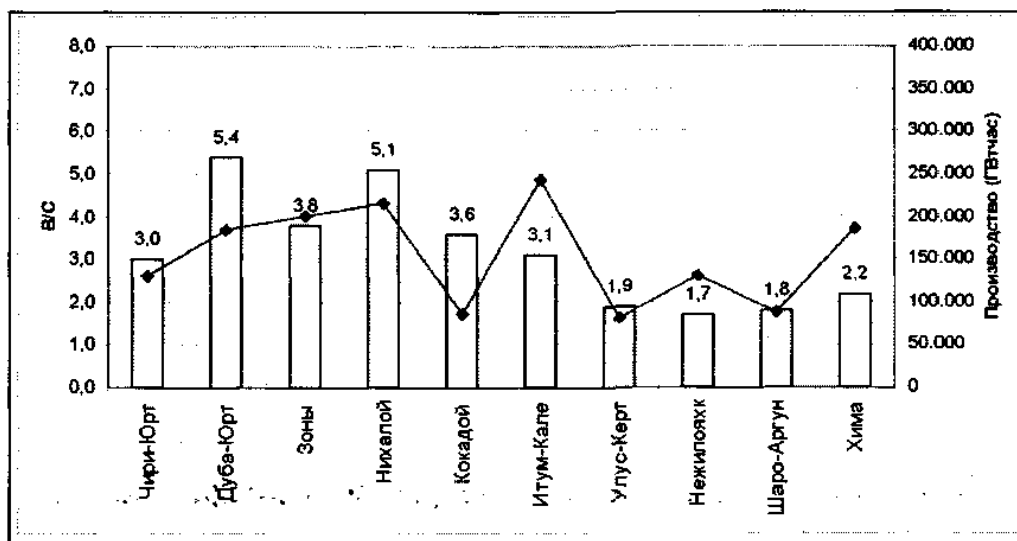


Рис. 5.4. Отношение доходов и расходов (B/C) - работа в каскаде

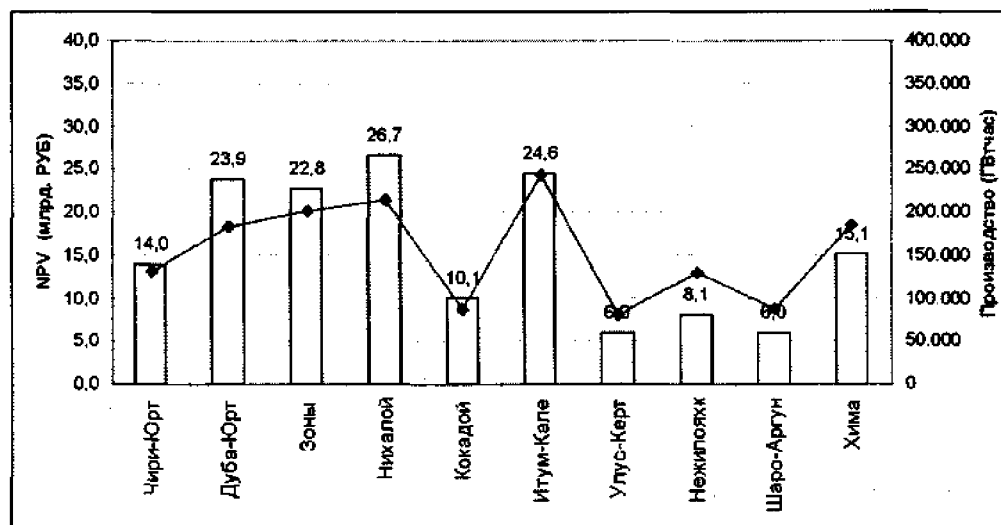


Рис. 5.5. Чистый дисконтированный доход (NPV) - работа в каскаде

На рисунках 5.2-5.5 приведены графические изображения экономических показателей при работе гидроэлектростанций в каскаде, а на рисунке 5.6 - экономическая динамика.

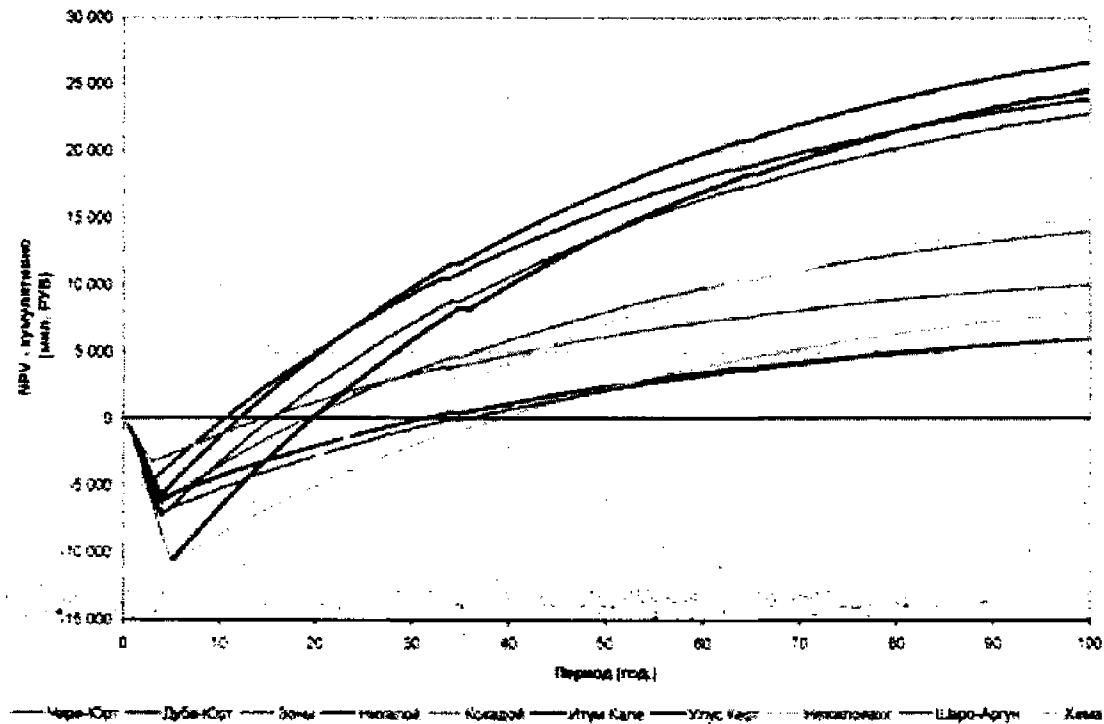


Рис. 5.6. Экономическая динамика - работа в каскаде

**Самостоятельная работа.** При самостоятельной работе гидроэлектростанций результаты являются менее благоприятными, но последовательность окупаемости инвестиций не меняется.

В таблице 5.3 приведены экономические показатели по отдельным гидроэлектростанциям при их самостоятельной работе. Самый короткий период окупаемости инвестиций, составляющий 12 лет, имеет ГЭС



Таблица 5.3. Экономические показатели - самостоятельная работа

№ п/п	Гидроэлектростанция	Период окупаемости (лет)	IRR (%)	В/С	NPV (руб.)
1	Чири-Юрт	20	7,87%	2,9	13.039.495.795
2	Дуба-Юрт	12	13,55%	5,1	22.462.724.106
3	Зоны	16	9,85%	3,7	22.493.674.279
4	Нихалой	13	12,76%	5,0	26.349.688.263
5	Кокадой	15	10,00%	3,6	9.775.508.223
6	Итум-Кале	20	8,16%	3,1	24.571.183.903
7	Улус-Керт	34	5,21%	1,8	5.132.904.230
8	Нежилой-ахк	44	4,55%	1,6	6.496.069.065
9	Шаро-Аргун	38	4,95%	1,7	5.325.484.199
10	Хима	27	6,28%	2,2	15.129.950.741

показатели IRR имеют ГЭС Нежилой-ахк, ГЭС Шаро-Аргун и ГЭС Улус-Керт. Значение этого показателя в случае этих электростанций менее 6%. Самое большое значение чистого дисконтированного дохода имеет ГЭС Нихалой, за ней следует ГЭС Итум-Кале.

На рисунках 5.7-5.10 приведены графические изображения экономических показателей при самостоятельной работе гидроэлектростанций, а на рисунке 5.11 - экономическая динамика.

Произведено ранжирование запланированных гидроэлектростанций по экономическим показателям. Ранжирование электростанций при их работе в каскаде совпадает с ранжированием при самостоятельной работе.

Самые благоприятные показатели по периоду окупаемости, внутренней норме рентабельности и соотношению доходов и расходов имеет ГЭС Дуба-Юрт. За ней следуют ГЭС Нихалой и ГЭС Кокадой. Гидроэлектростанции, запланированные на Шаро-Аргуне, являются менее выгодными.

Самый благоприятный показатель по NPV имеет ГЭС Нихалой, за ней следуют ГЭС Итум-Кале и ГЭС Дуба-Юрт.

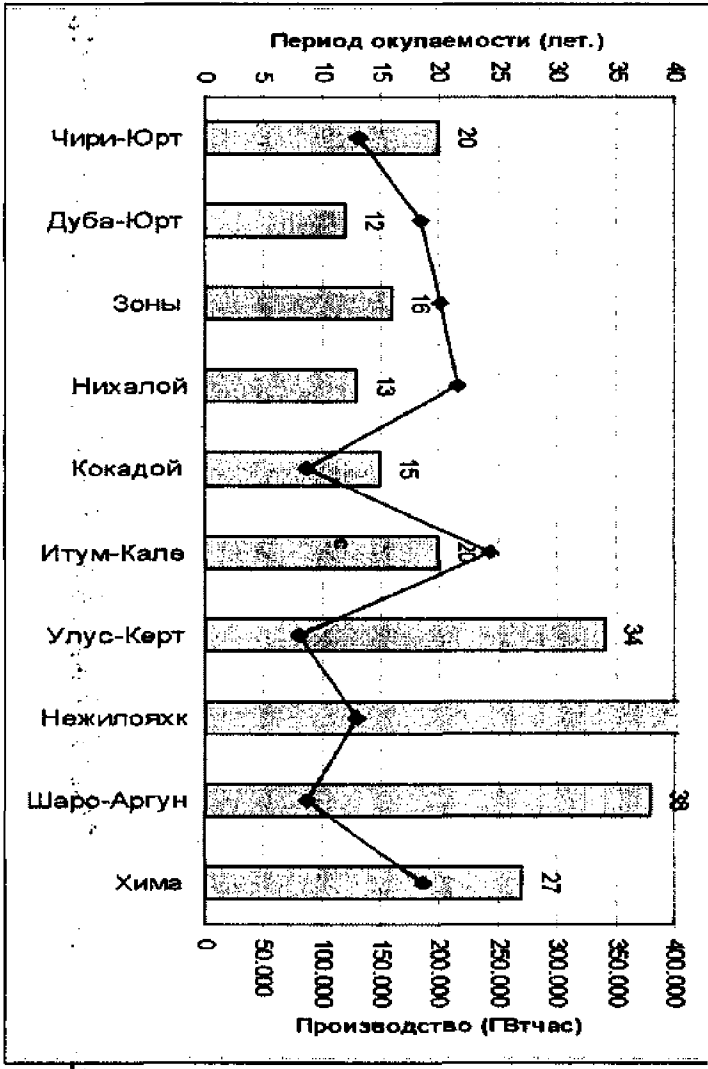


Рис. 5.7. Период окупаемости инвестиций - самостоятельная работа

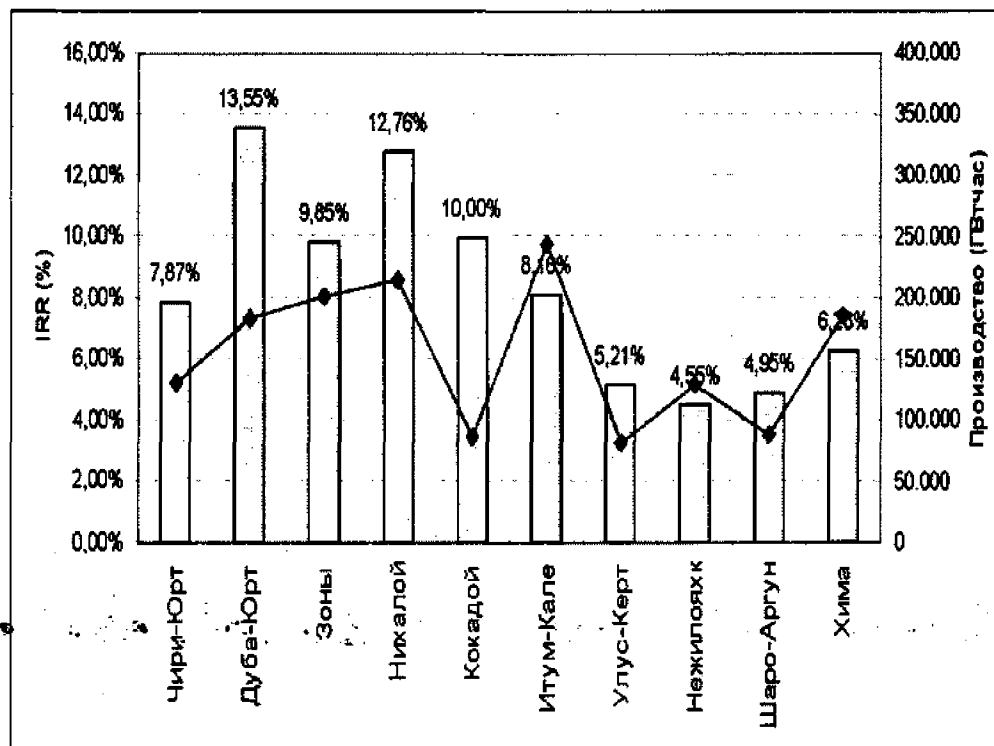


Рис. 5.8. Внутренняя норма рентабельности (IRR) - самостоятельная работа

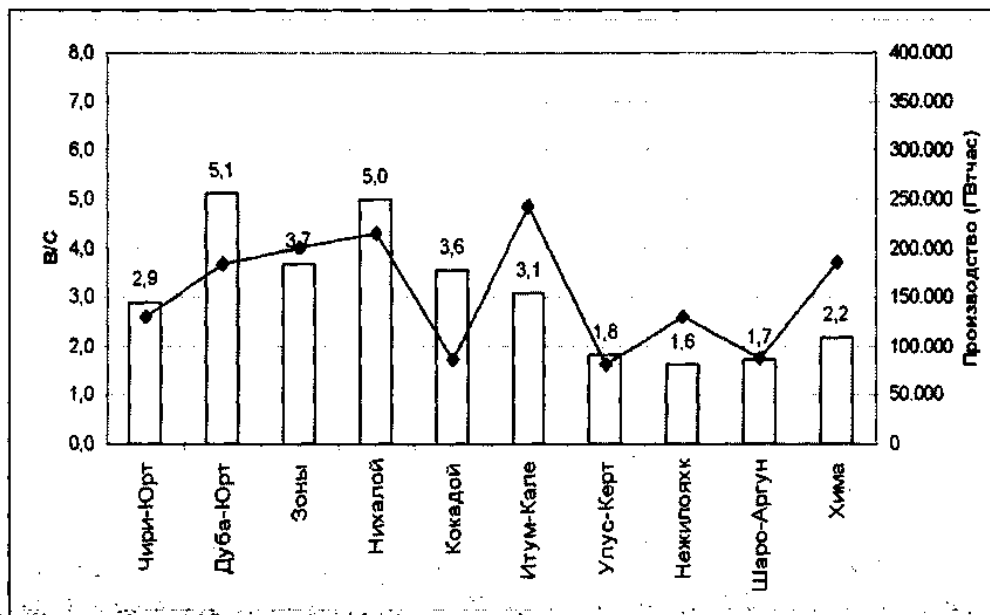


Рис. 5.9. Отношение доходов и расходов (B/C) - самостоятельная работа

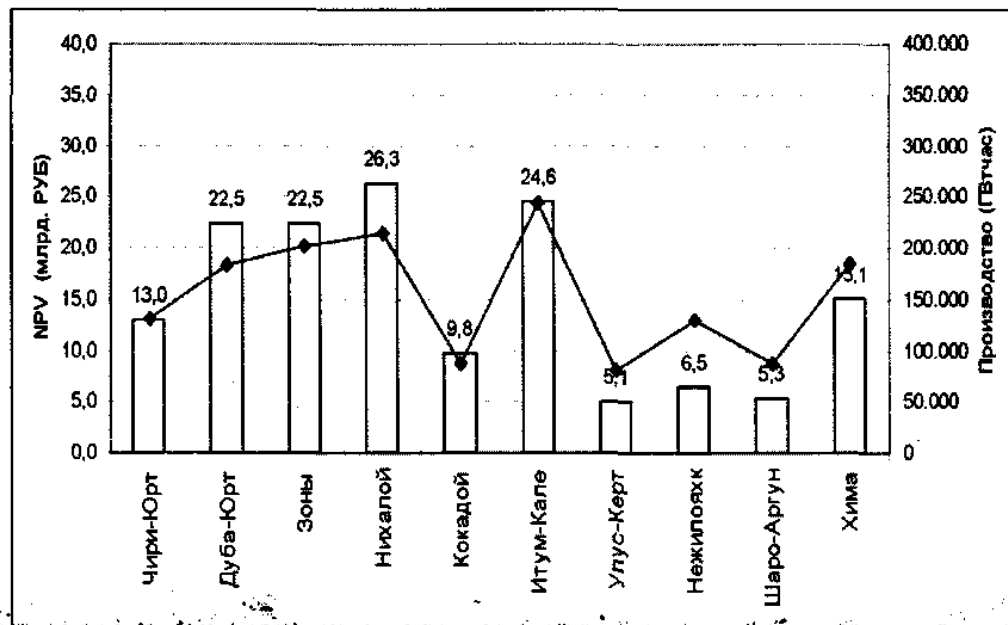


Рис. 5.10. Чистый дисконтированный доход (NPV) - самостоятельная работа

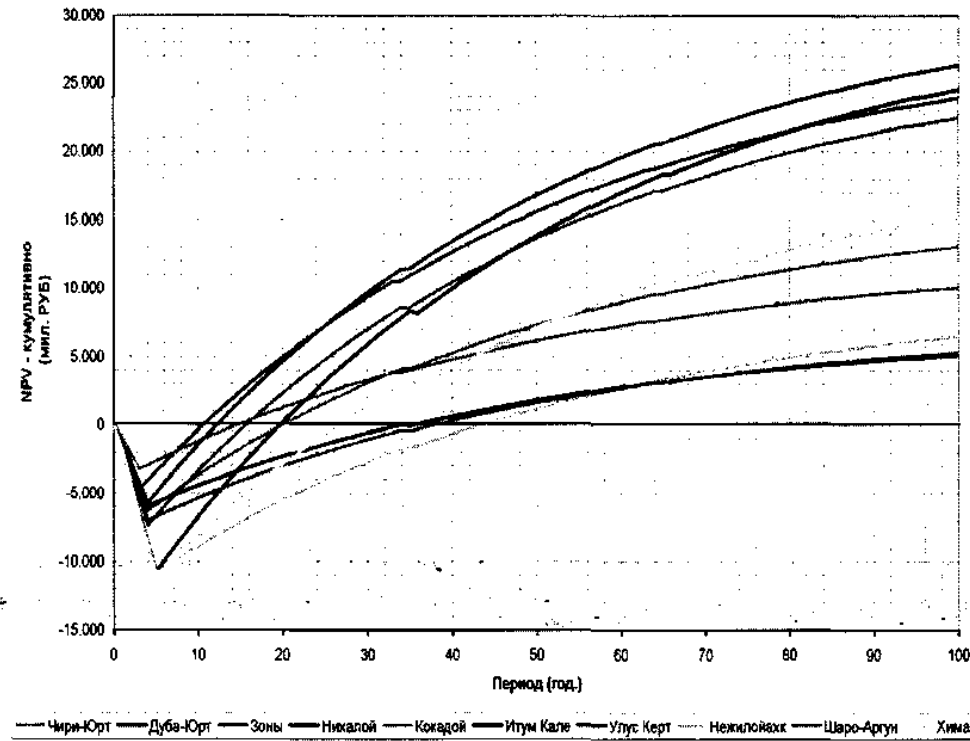


Рис. 5.11. Экономическая динамика – самостоятельная работа

Табли

та 5.4. Ранжирование гидроэлектростанций по экономическим показателям

№№ п/п	Гидроэлектростанция	Период окупаемости, лет	IRR	В/С	NPV
1	Чири-Юрт	5	5	6	6
2	Дуба-Юрт	1	1	1	3
3	Зоны	4	4	3	4
4	Нихалой	2	2	2	1
5	Кокадой	3	3	4	7
6	Итум-Кале	5	6	5	2
7	Улус-Керт	8	8	8	9
8	Нежилой-ахк	10	10	10	8
9	Шаро-Аргун	9	9	9	10
10	Хима	7	7	7	5

**5.5 Предложение по пофазовому строительству**

Последовательность строительства объектов гидроэлектростанций определялась в соответствии с ранжированием по экономическим показателям;

- воздействием строительства плотины на пронос наносов в зоны низовья бассейна;



- требованиями инвестора.

Последовательность строительства:

- |                  |                    |
|------------------|--------------------|
| 1. ГЭС Чири-Юрт  | 6. ГЭС Кокадой     |
| 2. ГЭС Дуба-Юрт  | 7. ГЭС Хима        |
| 3. ГЭС Итум-Кале | 8. ГЭС Шаро-Аргун  |
| 4. ГЭС Зоны      | 9. ГЭС Нежилой-ахк |
| 5. ГЭС Нихалой   | 10. ГЭС Улус-Керт  |

В соответствии с планами инвестора первоначально предусматривается параллельное строительство гидроэлектростанций ГЭС Чири-Юрт и ГЭС Дуба-Юрт. Перед окончанием строительства указанных двух гидроэлектростанций предусматривается начать строительство ГЭС Итум-Кале как электростанции в самом низовье с учетом того, что посредством водохранилища Итум-Кале, в связи с большим аккумуляционным объемом, возможно, регулировать расход в низовье русла Аргуна, что будет способствовать повышению надежности строительства остальных гидроэлектростанций в бассейне, а также значительному снижению проноса наносов в низовье бассейна. Затем в бассейне предусматривается строительство гидроэлектростанций ГЭС Нихалой и ГЭС Зоны. Последней на реке Аргун будет построена гидроэлектростанция Кокадой.

В первую очередь, на реке Шаро-Аргун предусматривается строительство ГЭС Хима. Это обусловлено тем, что посредством водохранилища Хима с учетом большого аккумуляционного пространства, возможно, регулировать расход в низовье русла Шаро-Аргуна, что будет способствовать повышению надежности строительства остальных гидроэлектростанций и значительному снижению проноса наносов в низовье бассейна.

Предусматриваемая последовательность дальнейшего строительства: ГЭС Шаро-Аргун, ГЭС Нежилой-ахк и ГЭС Улус-Керт – последняя гидроэлектростанция, расположенная в самом низовье реки Шаро-Аргун.

Основные технические характеристики каскада Аргунских ГЭС приведены ниже.

Таблица 5.5. Основные технические показатели каскада Аргунских ГЭС

№	Наименование ГЭС	Объем аккумуляции, м <sup>3</sup>	Площадь аккумуляции, га	Установленный расход, м <sup>3</sup> /с	Напор, м	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка, ГВтч
1	Чири-Юрт	48x10 <sup>6</sup>	255	2x60	29,3	32,2	142
2	Дуба-Юрт	145x10 <sup>6</sup>	519	2x60	44.66	49	169
3	Зоны	22x10 <sup>6</sup>	79	2x45	90	80	201
4	Нихалой	25x10 <sup>6</sup>	100	2x40	106.7	83	215
5	Кокадой	25x10 <sup>6</sup>	145	2x35	46.8	32	87
6	Итум-Кале	210x10 <sup>6</sup>	425	2x35	156.8	117	243
7	Улус-Керт	33x10 <sup>6</sup>	134	2x27.5	74.12	40	81,2
8	Нежилой-ахк	60x10 <sup>6</sup>	132	2x27.5	116.35	63	130,3
9	Шаро-Аргун	75x10 <sup>6</sup>	210	2x25	97.2	47	87,9
10	Хима	89x10 <sup>6</sup>	220	2x20	445	179	185,7
						<b>721,4</b>	<b>1542,1</b>
11	Промышленный канал и Чернореченское водохранилище				18	7,8	44,6
						<b>729,2</b>	<b>1586,7</b>

**Таблица 5.6. Основные технико-экономические показатели 1 и 2-ой очереди проекта «Строительство каскада ГЭС на р. Аргунь»**

№ п/п	Структура инвестиций	Период (в годах реализации)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1.	Приобретение имущественных прав (земля, объекты недвижимости, существующее производство...)											
1.1	Приобретение имущественных прав	X	27344,5	27344,5	50413,5	50413,5	50413,5	-	-	-	-	-
1.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.	Приобретение нематериальных активов (лицензии, разрешения, патенты, товарные знаки, технологии)											
2.1	Нематериальные активы	X	54689,0	54689,0	54689,0	54689,0	54689,0	151240,5	151240,5	151240,5	151240,5	151240,5
2.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	Разработка проектно-сметной документации, проведение подготовительных работ (с учетом реализации 2-х из 3-х очередей проекта)											
3.1	Обследовательские работы	190000,0	30625,84	30625,84	56463,12	56463,12	56463,12	-	-	-	-	-
3.2	ПИР	X	149300,97	149300,97	149300,97	149300,97	412886,565	412886,565	412886,565	412886,565	-	-
3.3	Экспертиза	X	17227,04	17227,04	17227,04	17227,04	47640,76	47640,76	47640,76	47640,76	-	-
3.4	Авторский надзор	X	9570,58	9570,58	9570,58	9570,58	26467,09	26467,09	26467,09	26467,09	-	-
4.	Осуществление материальных затрат (1-я очередь: 2010-2014гг.; 2-я очередь: 2015-2019гг.; 3-я очередь 2020-2025гг.)											
4.1	Строительно-монтажные работы	X	182114,37	473497,36	692034,606	1092686,22	1201954,84	503630,87	1309440,25	1913797,29	3021785,19	3323963,71
4.2	Оборудование	X	285476,58	742239,11	1084811	1712859,48	1884145,43	789475,41	2052636,07	3000006,56	4736852,46	5210537,71
4.3	Прочие затраты	X	24610,05	63986,13	93518,19	147660,3	162426,33	68058,23	176951,39	258621,26	408349,35	449184,29

\*\* - Показатели данного графика - в стоимостных единицах по каждой статье затрат в периоде реализации инвестпроекта

## 6. МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

В настоящее время в Российской Федерации действуют более 300 малых ГЭС общей мощностью около 1300 тыс. кВт. Эти ГЭС различны по конструктивным решениям и техническому уровню – от управляемых вручную до полностью автоматизированных, работающих без дежурного персонала.

Малые ГЭС обеспечивают энергоснабжение отдельных потребителей, изолированных от энергосистемы, но большая их часть подключена к местным энергосистемам. По мнению специалистов, к классу малых ГЭС по экономическим соображениям должны относиться ГЭС мощностью от 50-100 кВт (микро-ГЭС) до 4000-6000 кВт (малая ГЭС).

Для создания таких мощностей возможны технические решения, принципиально отличные от традиционных, разработанных для более крупных ГЭС, в том числе:

- строительство бесплотинных водозаборов;
- создание водохранилищ, затопление которых не превышает максимально паводочного уровня;
- внерусловое расположение зданий гидроэлектростанций;
- использование энергии естественных перепадов водотока.

Следует отметить, что крупные электро- и теплостанции ориентированы на энергообеспечение городов и промышленных предприятий. Малые населенные пункты и хозяйства, рассеянные среди горных ущелий, не обеспечены или мало обеспечены электроэнергией.

Примерно 80 % потребления электроэнергии в быту в горных регионах используется на освещение помещений. Основными энергоносителями для населения этих районов являются древесина, уголь, нефтепродукты.

Подсчитано, что освоение только 10 % гидроэнергетического потенциала малых рек в среднегорном и высокогорном поясе Чеченской Республики позволит электрифицировать до 70 % малых населённых пунктов и сельхозобъектов.

Эти положения послужили руководством при разработке принципиальной схемы размещения малых ГЭС на территории Чеченской Республики.

Рассмотрены 112 створов на 29 больших, средних и малых реках с площадью водосбора в основном от 500 до 13600 км<sup>2</sup> для возможного строительства малых ГЭС. Наиболее перспективными для строительства каскадов бесплотинных ГЭС представляются р. Терек как самая многоводная из рассмотренных, р. Сунжа как река с многоводным меженным расходом и др.

Технический потенциал малых водотоков в горной части Чеченской Республики в целом оценивается по средней мощности в 302,4 МВт. Результаты оценок показали, что на территории Чеченской Республики можно построить 67 малых ГЭС (включая малые ГЭС на р. Терек и р. Сунжа) с установленной мощностью 1127 МВт с ежегодной выработкой электроэнергии до 500 млрд. кВтч.

Определены энергетические стоимостные показатели первоочередных малых ГЭС. Расчеты показали, что от 14 первоочередных малых ГЭС общей установленной мощностью 9,2 МВт может быть получена выработка электроэнергии 31,2 млн. кВтч и сэкономлено 10,8 тыс. т. у.т.

Определение экономических показателей малых ГЭС в настоящее время затруднено в связи с тем, что точная стоимость гидроагрегата может быть определена только после выбора площадки строительства, так как конструкция и состав оборудования значительно зависят от режима работы ГЭС и характеристик электропотребителей. Ориентировочная стоимость 1кВт установленной мощности составляет 3-5 тыс. долларов США. Таким образом, примерные затраты на реализацию первого этапа строительства малых ГЭС в Чеченской Республике составляет 1,38 млрд. руб. в ценах 2010 года.

По данным ЗАО «МНТО ИНСЕТ» С-Петербург, использование комплексов бесплотинных гидроэлектростанций (БПЭС), использующих

напор воды возможно на р. Терек и Сунжа с суммарной мощностью до 100 мВт. Ориентировочная стоимость проекта 1,0 млрд. рублей по каскаду, что позволит сэкономить до 510 тыс. т. у. т.

Разрабатывается Проект использования энергии 24 малых рек с установленной мощностью 1227 МВт и годовой выработкой 595 тыс. кВтч. Сроки реализации 2011-2020 гг. Ориентировочная стоимость проекта – 18500 млн. руб. (приложение D).

Следует отметить, что крупные электро- и теплостанции ориентированы на энергообеспечение городов и промышленных предприятий. Малые населенные пункты и хозяйства, рассеянные среди горных ущелий, не обеспечены или мало обеспечены электроэнергией.

Примерно 80 % потребления электроэнергии в быту в горных регионах используется на освещение помещений. Основными энергоносителями для населения этих районов являются древесина, уголь, нефтепродукты.

Освоение только 10 % гидроэнергетического потенциала малых рек в среднегорном и высокогорном поясе Чеченской Республики позволит электрифицировать до 70 % малых населённых пунктов и сельхозобъектов.

## 7. РЕАЛИЗАЦИЯ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА

Предлагаемые проекты выработки электрической энергии гидроэлектростанциями Чеченской Республики относятся к экологически чистым технологиям. За счет развития проектов будут сокращены выбросы парниковых газов (ПГ) в следующих объемах.

Таблица 7.1. Сокращение выбросов парниковых газов

Показатели	годы							
	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Гидроэнергетика, выработка электроэнергии, тыс. кВт ч				142	356	556	1142	1932
Объем замещения топлива, тыс. т.у.т.				48	122	189	388	657
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. т.				95	243	375	777	1314

Реализация ЕСВ, получаемых в ходе осуществления Проектов, может быть начата непосредственно после начала его осуществления и первые платежи могут быть получены еще до начала эксплуатации предприятий.



## 8. РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОГРАММЫ

Общие показатели объемов финансирования мероприятий Подпрограммы «Гидроэнергетика» представлены ниже:

Сроки; годы	Объемы финансирования, млн. руб.	
	Строительство каскада ГЭС на р.Аргун	Строительство малых ГЭС
2010	190000,0	-
2011	780958,92	32 750,0
2012	1 568480,52	140 083,3
2013	2 208028,0	126 083,3
2014	3 290870,2	351 083,3
2015	3 897086,63	603 750,0
<b>Всего: 2010-2015гг</b>	<b>10 9378 000,0</b>	<b>1253 750,0</b>
2020	30 248000,1	3746 250,0
2025	39265 000,0	-
<b>Всего:2011-2025гг</b>	<b>80 318 227,50</b>	<b>5 000 000,0</b>

Выработка электрической энергии: 2015 г. – 356,6 млн. кВтч,  
2020 г. – 1101,6 млн. кВтч,  
2025 г. – 1586,7 млн. кВтч.

Структура финансирования инвестиций (в процентах):

- заемный капитал (под госгарантии Правительства РФ) - 50%;
- средства инвестфонда РФ - 40%;
- бюджетное финансирование - 10%.

Финансирование мероприятий Подпрограммы из федерального бюджета предусмотрено Указом Президента России от 4.06.2008 г. № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики".

Средства федерального и республиканского бюджетов будут направлены на создание проектов и развития объектов инженерной инфраструктуры.

## 9. ИНДИКАТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОДПРОГРАММЫ

Реализация мероприятий Подпрограммы позволит:

- создать энергогенерирующую отрасль в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики;
- получить бюджетный эффект за счет налогов в консолидированный бюджет;
- снизить энергетическую зависимость республики;
- создать в республике более 8000 новых рабочих мест, с учетом инфраструктуры более 20000 тысяч рабочих мест;
- повысить общий КПД системы электроснабжения за счет уменьшения потерь в сетях;
- обеспечить ежегодное сокращение выбросов парниковых газов на 1300 тыс.т. после реализации Подпрограммы.

Материалы Подпрограммы могут быть использованы при формировании инвестиционной политики в отношении развития энергетики, и оптимизации регионального топливно-энергетического баланса.

---

## ЛИТЕРАТУРА

1. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Ч.1-6. Вып.13.Л.: Гидрометиздат.1990.724 с.
2. ГОСТ Р 51238-98. Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения. М. Госстандарт, 1998. 19 с.
3. ГОСТ Р 51237-98. . Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения. М. Госстандарт, 1999. 10 с.

**Гидрологическое обследование бассейна реки Аргун**

**СОДЕРЖАНИЕ**

	<b>Введение</b>	45
<b>1.</b>	<b>Исходные метеорологические и гидрологические данные</b>	48
<b>2.</b>	<b>Осадки и испарение</b>	49
<b>3.</b>	<b>Средние расходы</b>	51
3.1.	Определения периода обработки	51
3.2.	Средние протоки в профилях захвата гидроэлектростанций	53
3.3.	Кривые длительности протоков	59
<b>4.</b>	<b>Паводковые воды</b>	63
4.1.	Исходные данные для определения паводковых вод	63
4.2.	Максимальные годовые расходы различных возвратных периодов	64
4.3.	Гидрограммы большой воды различных возвратных периодов	67
<b>5.</b>	<b>Малая вода</b>	78
<b>6.</b>	<b>Насосы</b>	80

## ВВЕДЕНИЕ

Гидрологические обоснования, необходимые для проектирования гидроэлектростанций на реке Аргун и ее главном притоке Шаро-Аргун большей частью базируются на имеющихся гидрологических данных наблюдений и измерений. Имеющиеся данные, прежде всего, относятся к гидрологическим обследованиям, при этом отсутствовали данные об уровнях воды и кривые расходов воды, имелось небольшое количество данных о наносах. Не было также метеорологических данных, в особенности об осадках. В соответствии с вышеуказанным, а также с имевшимися возможностями, было определено направление данной работы – определение обоснований, необходимых для определения параметров и характеристик гидроэнергетических объектов на данной фазе проектирования.

В соответствии с данными более ранних климатических исследований области бассейна реки Аргун находятся большей частью в горной части Чечни, на высоте от 500 до 3500 м. В связи с этим, климатические условия отличаются вертикальной зональностью.

В северной части бассейна климат умеренно-континентальный, с высокими влажностью и температурой, что способствует росту лесов. В направлении к югу, с поднятием в горы, климат становится более холодным, менее континентальным, а в высокогорной зоне принимает характер климатического пояса вечных снегов.

Среднегодовое количество солнечных часов в предгорье составляет менее 2000 часов в связи с облачностью и туманностью в период холодного полугодия. В высокогорной зоне (2,5 км и выше) среднегодовая продолжительность солнечных часов увеличивается до 2300. Количество несолнечных дней уменьшается с высоты от 90 до 100 метров на севере до 25 – 30 дней в горах.

Зимний период в предгорьях до высоты 1000 м характеризуется облачностью и туманами. По мере увеличения высоты признаки зимы становятся более стабильными, а ее продолжительность увеличивается с 70 до 200 дней. Характеристичны инверсии на поверхности земли, над которыми (с высоты 1 - 2,5 км) погодные условия становятся более ясными.

Лето теплое, с умеренной влажностью, в предгорьях становится холодным и дождливым, а в горах - пасмурным. В высокогорной зоне часты туманы, низкая облачность, ураганы и грозы. Продолжительность летнего сезона (периода температур, превышающих 15 °С) в предгорье составляет более 4 месяцев, на высоте 1000 м – около 3 месяцев, а на высоте 1600 м лета практически не бывает.

Из отчета «*Эколого-географический прогноз строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Асса*», Чечено-Ингушский государственный университет имени Л.Н. Толстого, Грозный, 1990., использовались следующие гидрометеорологические характеристики бассейна Аргуна:

-количество осадков увеличивается до уровня 2800-3000 мм, а затем снижается.

-скорость ветра в горах в ряде случаев значительно превышает скорость ветра в равнинной части.

С увеличением высоты уменьшается продолжительность теплого периода – позже начинается весна и раньше наступает осень. Осень в горах более теплая, чем весна с учетом того, что весной происходит таяние снегов и ледников, что требует большого количества тепла. Самое большое количество солнечных дней приходится на зиму и осень, а пасмурных дней – на конец весны – начало лета. Лето в горах прохладное, а зима более теплая, чем в предгорьях. В горах - разреженная атмосфера, но поверхность излучает большее количество тепла. По И.М. Фигуровскому (1948.) с увеличением высоты на 100 м температура снижается на 0,5 °С.

Река Аргун – правый приток Сунжи. Длина Аргуна достигает 148 км, общая площадь бассейна - 3370 км<sup>2</sup>, средняя высота бассейна - 1900 метров. Наклон реки различен: в верхнем течении: 0,080-0,100; в среднем течении: 0,015-0,020; в нижнем течении: 0,003-0,006.

Истоки реки Аргун находятся на отрогах Главного Кавказского хребта, на высоте 3265 м (Арчилой-мта). На расстоянии 103 км (до поселка Дуба-юрт) река протекает в горах, принимая 9 притоков длиной более 10 км с левого берега и 8 притоков с правого берега. За поселком Дуба-юрт река Аргун выходит на равнину и в этой части длиной 45 км до самого устья не имеет ни одного притока.

До поселка Дуба-юрт река Аргун имеет характер типичной горной реки и протекает в узких и глубоких ущельях, иногда расширяющихся. Долина реки имеет форму буквы U и крутые склоны. Береги рядом с руслом реки неширокие, русло извилистое, неразветвленное. При выходе на Чеченскую равнину долина становится продолговатой, с неясными контурами. Река течет в широком русле с обрывистыми берегами, склонными к коррозии, имеет несколько рукавов, постоянно изменяющих направление. Ширина русла варьируется от 300 до 1000 м (в самой нижней части течения).

Гидрологический режим реки Аргун изучался на станциях по измерению уровня воды у поселков Шатой и Дуба-юрт. Данные станции находятся под управлением СКУГМС (Северо-Кавказское управление гидрометеорологических станций).

По реке Аргун могут быть выделены следующие фазы водного режима: половодье, высокий уровень воды и низкий уровень воды. В верхнем течении реки половодье имеет место в самые теплые месяцы в году (май-август), поскольку время волнообразования и продолжительности фаз волн реки практически исключительно определяется ходом таяния ледников и снежных покровов высокогорной зоны.

Вниз по течению усиливается роль сезонного снежного покрова в высокогорной зоне и дождей в общем питании реки. С учетом того, что таяние сезонного снежного покрова начинается, достигает максимума и заканчивается ранее, чем таяние снегов и льдов высокогорной зоны, вал половодья в нижнем течении реки занимает длительный временной период и в определенной степени смещен в сторону осенних месяцев с началом обычно в апреле; максимум регулярно достигается в июне, июле или августе, а заканчивается в сентябре. Максимальная продолжительность половодья на реке Аргун - 200-225 дней.

Высокий уровень воды, в отличие от половодья, отличается кратковременным быстрым повышением уровня воды вследствие ливневых дождей в теплый период или таяния в зимний период. Достижение высокого уровня воды не является регулярным. Уровень высокой воды определяется климатом и пейзажными характеристиками территории, но также зависит от площади бассейна – верхние притоки с максимальным оттоком уменьшаются с увеличением бассейна.

В бассейне реки Аргун величина оттоков высокого уровня воды зависит от:

а) дождевых характеристик – слоя выпавших осадков, их интенсивности и продолжительности;

б) насыщения бассейна влагой с момента начала дождей - от дефицита влаги в земле и присутствия воды на поверхности.

При слабых, затяжных дождях, земля может полностью впитать всю воду, и высокий уровень воды не достигается. Самыми опасными являются интенсивные затяжные ливневые дожди. Если дождь идет в течение нескольких дней подряд, например, в случае серии циклонов, каждый последующий дождь может вызвать паводковый сток, поскольку насыщенность бассейна влагой постепенно увеличивается.

Самые благоприятные условия образования высокого уровня воды отмечаются после весеннего таяния снегов, когда земля сильно увлажнена. Летом земля сильно высыхает в результате испарения и может интенсивно впитывать воду. Осенью, вследствие снижения испарения и роста количества осадков инфильтрационная способность снова снижается.

Для реки Аргун характерны следующие типы высокого уровня воды:

1. Высокий уровень воды, образовавшийся в результате весеннего таяния снегов. Обычно имеет место в феврале-марте. Рост уровня воды следует за увеличением температуры воз-

духа. В этом случае повышение уровня воды незначительно и повторяется в случае исключительно большого количества снега в бассейне реки.

2. Высокий уровень воды, образовавшийся вследствие одновременного повышения температуры воздуха и выпадения осадков. Высокий уровень воды такого типа обычно отмечается в апреле.

3. Высокий уровень воды в результате затяжных дождей, выпадает большое количество осадков малой интенсивности. Высокий уровень воды такого типа обычно имеет место в сентябре-октябре.

4. Высокий уровень воды в результате ливневых дождей. Ливневые дожди идут редко, и их интенсивность уменьшается с увеличением поверхности распространения.

Рост уровня воды начинается в конце февраля – начале марта и повторяет динамику колебаний температуры воздуха. Вслед за половодьем, появляющимся вследствие таяния снегов и ледников, начиная с апреля, уровень воды повышается вследствие дождей в течение целого теплого периода. Вместе с половодьем формируются от пяти до 12 критических (максимальных) повышений уровня воды.

Самые высокие уровни воды в году регулярно отмечаются в июле-августе. Во второй половине августа начинается легкое снижение уровня воды, переходящее в состояние осенне-зимнего низкого уровня воды. Зимний низкий уровень воды представляет собой самую «бедную» фазу водного режима, на него приходится от 10 до 20 процентов годового оттока.

На рис. 1 приведена ситуация бассейна Аргуна до самой нижней по течению предусмотренной гидроэлектростанции ГЭС Чири-юрт, с указанием всех 10 внесенных в чертежи створов забора будущих гидроэлектростанций. Из 10 предусмотренных электростанций шесть находится на реке Аргун, а четыре – на самом крупном притоке Аргуна Шаро-Аргун.

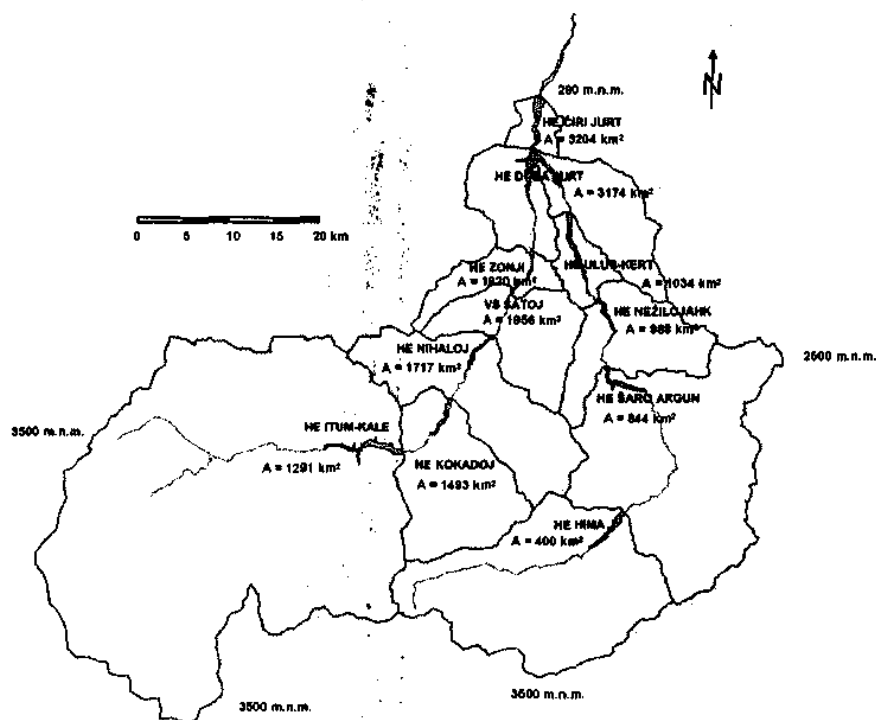


Рисунок 1. Бассейн Аргуна с положениями водомерных профилей Шатой и Дуба-юрт и плотин предусмотренных гидроэлектростанций.

## 1. ИСХОДНЫЕ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Для данной гидрологической обработки имеются обоснования двух видов:

а). Основные обоснования, состоящие из дневных, месячных и годовых данных, полученных в результате наблюдений и измерений;

б). Материалы предыдущих лет.

Из основных данных, от заказчика получены данные по средним дневным, месячными годовым расходам Аргуна и профилям Шатой и Дуба-юрт. Указанные данные по расходам были получены за период с 1936 по 1987 год. В составе этого периода существуют короткие (несколько месяцев) и более длинные (многолетние) перерывы. После проведения анализа установлен 24-летний период обработки (1958 -1981 гг.). На реке Шаро-Аргун в профиле Шаро-Аргун с 1930 по 1933 гг. работала гидрологическая станция. Но в данной работе данные по этой станции отсутствовали.

Результаты проводимой ранее метеорологической и гидрологической обработки приведены в следующих доступных отчетах:

1. *«Эколого-географический прогноз строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Асса»*, Чечено-Ингушский государственный университет имени Л.Н.Толстого, Грозный, 1990.

2. *«Информация о состоянии и развитии гидроэнергетики»*, Сборник, Министерство энергетики Чеченской Республики, Грозный, 1991.

3. *«Ряд гидроэлектростанций на реке Аргун, Дуба-юртская гидроэлектростанция»* – технико-экономическое обоснование, Грозный, 2007.

4. *«Строительство Чири-юртской гидроэлектростанции установленной мощностью 30 МВт, Фаза "Целесообразность инвестиции"»*, Выпуск 7. *«Оценка влияния на окружающую среду»*, ООО «Технострой», Грозный, 2008.

Для всех четырех приведенных отчетов свойственно наличие общих метеорологических и гидрологических характеристических параметров, результатов ранее проведенной обработки соответственно, без описания и обоснования способов, которыми они были получены. При данной обработке были использованы отдельные показатели, необходимые для определения базовых гидрологических показателей для проектирования гидроэлектростанций. Например, данные по максимальным расходам различных возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт, и данные о количествах и притоке наносов, данные о среднемесечном и среднегодовом притоке Аргуна в профиле Дуба-юрт, приведенные в отчете за 2008 г., были использованы для проверки реальности и подтверждения указанных величин в данной работе.

В связи с этим, данные, полученные при ранее проведенной обработке, сокращенно приведенные в указанных четырех отчетах, были очень полезны при определении гидрологических обоснований в данной работе, а также для проверки и подтверждения их реальности и надежности.



## 2. ОСАДКИ И ИСПАРЕНИЕ

Из ранее описанных гидрологических характеристик реки Аргун из 1991 г. использованы месячные и годовые количества осадков: средние значения периода (1940 -1966 г.), а также по влажному 1965 году и засушливому 1954 г. и сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Месячные, годовые и сезонные количества осадков (мм), (Гудермес, 1991 г.)

Характеристика года	Месяцы												Теплый период IV-X	Холодный период XI-III	Отношение количества осадков теплого периода к годовому	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII				год
Ср. значение по периоду	20	21	29	31	48	52	44	43	46	39	35	25	433	303	130	0.70
Влажный год (1965 г.)	22	14	32	52	29	81	124	15	36	48	20	35	508	385	123	0.76
Засушливый год (1954 г.)	22	21	30	18	40	11	40	46	5	43	13	17	306	203	103	0.66

Связь средних годовых количеств осадков и среднего годового испарения с высотой по бассейну Аргуна приведена в таблице 2.

Таблица 2. Связь количества осадков и годового испарения (мм/год) с высотой (м.н.м.) по бассейну реки Аргун (Владимиров и др. 1991.)

Высота (м н. М.)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000
Осадки (мм/год)	640	720	820	1000	1120	1320	1340	1340
Испарение (мм/год)	540	540	520	500	400	320	190	80

В гидрологических характеристиках ранее проведенной обработки указывается, что климатические условия в бассейне реки Аргун могут быть описаны на основании данных, полученных с метеорологических станций Грозный и Ведено в Чеченской Респуб-

ке и Ботлих в Дагестане, поскольку эти станции размещаются на предгорной равнине, в области низкорья и межгорном котловане восточной части большого Кавказа.

В таблице 3 приведены средние месячные и средние годовые количества осадков по указанным трем станциям.

Таблица 3. Средние месячные и средние годовые количества осадков (мм) по станциям Грозный, Ведено и Ботлих (по данным работ 1991 г.)

Станция	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Грозный	18	16	25	32	53	70	57	49	41	33	28	20	442
Ведено	27	33	44	53	119	134	118	107	87	56	39	26	843
Ботлих	6	10	13	28	54	70	69	56	37	25	13	8	389

В отчете: «Эколого-географический прогноз строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Асса», Чечено-Ингушский государственный институт имени Л.Н. Толстого, Грозный, 1990 г. приведены многолетние средние данные о количествах осадков по декадам, месяцам и годам, полученные на метеорологической станции Шатой в бассейне (таблица 4). Зависимость количества осадков от высоты и расположения территории в горных массивах Архми, Шатой и Ведено, составлена по данным, приведенным в указанном отчете, и приведена в таблице 5.

Таблица 4. Среднее годовое количество осадков по декадам (мм) (по данным справочника «Агроклиматические ресурсы КБАССК (Кабардино-Балкарская АССР), СО АССР (Северо-Осетинская АССР), ЧИАССР (Чечено-Ингушская АССР), 1980.)

Метеорологическая станция и декады	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	В год
Шатой (529 м)													
1	5	6	9	13	26	34	32	25	22	14	9	6	
2	5	6	11	14	30	35	29	23	31	11	8	5	
3	6	8	12	19	33	35	27	22	18	10	8	5	
В месяц	17	20	32	46	89	104	88	70	61	35	25	16	603

Таблица 5. Изменение годовых количеств осадков и плювиометрических градиентов (мм) на 100 м с изменением высоты в горных массивах (По данным В.Ф. Русина, 1989 г.).

Высота, м	Массивы					
	Архми		Шатой		Ведено	
	Кол-во осадков (мм)	100 м	Кол-во осадков (мм)	100 м	Кол-во осадков (мм)	100 м
500	-	-	610	40	-	-
600	-	40	650	40	-	-
700	-	40	690	40	820	50
800	-	40	730	40	870	50
900	-	40	770	40	920	50
1000	-	40	810	35	970	45
1200	600	30	880	35	1060	45
1400	630	35	950	35	1150	45
1600	700	30	1020	35	1240	40
1800	760	25	1090	30	1320	25
2000	810	25	1150	30	1390	35
2200	860	25	1210	30	1460	35
2400	910	25	1270	30	1530	35

В технико-экономическом обосновании: «Ряд электростанций на реке Аргун – Дуба-юртская гидроэлектростанция», ООО «Технострой», Грозный, 2007 г., указывается, что годовые количества осадков в бассейне Аргуна находятся в пределах от 340 до 700 мм, при этом 68 процентов приходится на теплый период года. Годовое количество испарений с поверхности Дуба-юртского озера составляет 760 мм.

### 3. СРЕДНИЕ РАСХОДЫ

#### 3.1. Определения периода обработки

По бассейну Аргуна имелись значения средних дневных протоков воды по двум гидрологическим профилям на Аргуне: Шатой, до которого площадь бассейна  $AS = 1856 \text{ км}^2$  и Дуба Юрт, до которого площадь бассейна составляет  $ADJ = 3174 \text{ км}^2$ .

Данные о протоках неполные – начинаются с 1936 г., а заканчиваются 1987 г. с относительно длительным перерывом в гидрологических наблюдениях и измерениях внутри данного периода. В данной работе, там, где на основании имеющихся данных это было возможно, путем применения корреляционного анализа произведено пополнение ряда данных.

На рис. 2. приведены гидрограммы среднегодовых протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт в период от 1936 г. до 1987 г.

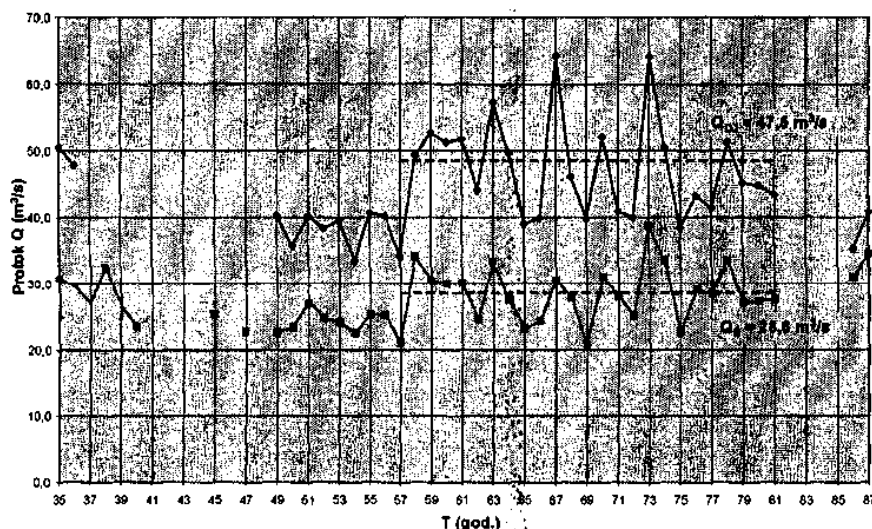


Рис. 2. Гидрограммы средних годовых протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт в период с 1936 по 1987 год.

На гидрограммах особо отмечены средние годовые расходы, величина которых определена на основе дополнений.

Это в основном, относится к средним месячным протокам Аргуна в профиле Шатой в период с января до августа 1979 года, величина которых определена на основе корреляционных связей со среднемесячным протоком профиля Дуба-юрт, находящимся вниз по течению. Нелинейная связь уравнения  $Q^S = b a QDJ$  и линейная связь  $AS = a QDJ + b$  дают среднемесячные протоки, очень мало отличающиеся друг от друга, приняты линейные связи в связи с более высокими корреляционными коэффициентами  $r$ . Установлены следующие закономерности связи между среднемесячными протоками Аргуна в профилях Шатой  $Q^S$  и Дуба-юрт  $QDJ$ :

январь:  $Q^S = 0,263 QDJ + 6,22 \quad r = 0,52$

февраль:  $Q^S = 0,2835 QDJ + 5,01 \quad r = 0,68$

март:  $Q\check{S} = 0,398 QDJ + 2,54 r = 0,93$   
 апрель:  $Q\check{S} = 0,353 QDJ + 6,46 r = 0,92$   
 май:  $Q\check{S} = 0,596 QDJ + 1,34 r = 0,87$   
 июнь:  $Q\check{S} = 0,494 QDJ + 13,66 r = 0,75$   
 июль:  $Q\check{S} = 0,563 QDJ + 7,40 r = 0,81$   
 август:  $Q\check{S} = 0,514 QDJ + 5,92 r = 0,83$

На основании гидрограмм, приведенных на рисунке 2, можно сделать заключение, что целые ряды среднегодовых протоков Аргуна существуют для профиля Шатой за период с 1949 по 1981 г., а по профилю Дуба-юрт – за период с 1950 по 1981 г.

Внутри этих рядов существуют существенные отличия между данными периода (1949-1957 гг.) по профилю Шатой и периода (1950-1957 г.) по профилю Дуба-юрт, по отношению к периоду (1958 -1981 гг.). В связи с этим произведена проверка гомогенности имеющихся рядов среднегодовых протоков. Применен безпараметровый тест рангов (тест Wilcoxon), при котором:

- количество членов основного (общего) ряда  $n = n1 + n2$ ;  $n1$  – количество членов исходного, а  $n2$  - количество членов модифицированного ряда;
- ожидаемое значение суммы рангов модифицированного ряда:

$$E(s) = \frac{n_2(n_1 + n_2 + 1)}{2}$$

- стандартное отклонение суммы рангов модифицированного ряда:

$$\sigma_s = \sqrt{\frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 + 1)}{12}}$$

- сумма рангов модифицированного ряда:

$$S_o = \sum_1^{n_2} k_j, \text{ где}$$

$k_j$  – ранг модифицированного ряда, когда члены модифицированного и исходного ряда расположены по величинам.

- установлено стандартное единичное отступление:

$$U_o = \frac{S_o - E(s)}{\sigma_s}$$

При общепринятом в гидрологии уровне доверия  $\alpha = 0,05$  (5 %) при нормальном распределении значение  $U_o$  должно находиться в границах:

$$-1,96 < U_o < 1,96$$

Результаты проверки гомогенности рядов среднегодовых протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба Юрт приведены в таблице 6.

Таблица 6. Проверка гомогенности рядов среднегодовых расходов Аргуна в профилях Шатой (1949-1981 гг.) и Дуба-юрт (1950 -1981г г.) посредством теста рангов

Профиль	$n$	$n1$	$n2$	$E(s)$	$\sigma_s$	$S_o$	$U_o$	Примечание
Шатой	33	9	24	153	24,7	77	-3,08	негомогенный
Дуба Юрт	32	8	24	132	23,0	54	-3,39	негомогенный

В соответствии с этим, рассматриваемые ряды среднегодовых протоков Аргуна по профилю Шатой (1949 – 1981 г.), и профилю Дуба-юрт (1950 – 1981 г.), не являются гомогенными, в связи, с чем для дальнейшей обработки обоих гидрологических профилей принят период с 1958 по 1981 год.

В заключении следует отметить, что по рядам среднегодовых протоков Аргуна в профилях Шатой  $Q\delta$  и Дуба-юрт  $QDJ$  за период (1958 -1981 г.) установлены следующие направления:

$$Q\delta = -0,041t + 29,2$$

$$QDJ = -0,271t + 50,9,$$

где  $t$  - порядковый номер года (считая с 1958 г.).

Обе тенденции убывающие, а в профиле Дуба-юрт такая убывающая тенденция более выражена, чем в профиле Шатой.

### 3.2. Средние расходы в профилях захвата гидроэлектростанций

Как это было упомянуто ранее, за последние годы периода (1949 -1981 гг.) по профилю Шатой, в период (1950 -1981 гг.) по профилю Дуба-юрт данные по дневным протокам отсутствовали. Так, например, за 1954 г., 1958 г. (в 8, 9 и 10 месяцах), 1963 г. и 1972 г. из Архива Российского гидрометеорологического центра в г. Москве получены данные по средним месячным и средним годовым протокам.

Обзор значений средних месячных и средних годовых протоков Аргуна в гомогенный период (1958 -1981 г.), а также значения главных статистических параметров (среднее значение, стандартное отклонение, коэффициент вариации  $cv$  и асимметрии  $cs$  и максимальные и минимальные значения приведены по профилю Шатой в таблице 7, а по профилю Дуба-юрт – в таблице 8.

Таблица 7. Месячные и годовые средние значения протока ( $m^3/c$ ) за период 1958 – 1981 гг.

Станция: Шатой, русло р. Аргун:

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1958.	9,85	8,86	9,15	14,8	39,5	62,3	74,4	95,7	36,0	28,6	15,6	12,8	34,2
1959.	10,9	9,30	10,2	22,7	44,1	56,6	61,0	56,6	35,3	25,1	17,5	13,6	30,4
1960.	12,1	12,8	11,9	23,1	45,9	63,8	64,3	44,5	30,6	21,2	16,0	13,6	30,0
1961.	11,5	10,4	11,8	22,6	48,1	55,3	67,0	48,2	27,4	22,9	17,3	15,4	30,0
1962.	11,6	10,9	15,3	21,4	38,1	40,0	57,8	33,8	22,5	17,1	13,3	10,9	24,5
1963.	9,95	8,85	9,04	18,5	58,6	67,6	91,5	50,4	32,9	21,9	15,6	12,3	33,3
1964.	10,7	10,1	10,9	17,0	41,9	62,6	49,6	40,4	34,7	23,3	16,3	12,4	27,5
1965.	9,47	8,54	9,62	15,0	37,9	52,6	49,5	30,0	20,2	17,0	14,3	11,9	23,1
1966.	10,4	9,27	10,6	26,3	43,0	58,5	41,1	28,6	24,5	16,3	12,4	10,3	24,3
1967.	8,63	7,93	7,96	14,6	34,7	54,5	81,8	57,6	38,7	23,8	18,3	15,2	30,5
1968.	12,9	12,0	11,7	22,7	38,8	48,3	55,7	53,0	29,9	20,1	15,1	11,3	27,7
1969.	9,70	8,80	8,60	14,2	32,5	33,8	43,0	29,3	22,0	19,5	15,1	12,4	20,8
1970.	10,5	9,60	10,2	22,4	31,3	66,3	50,9	61,0	34,8	35,6	22,6	15,6	31,0
1971.	12,6	11,1	14,6	24,6	50,8	59,4	51,7	34,9	28,7	19,6	14,9	11,8	28,0
1972.	10,7	10,1	10,1	21,9	41,1	52,4	41,5	25,8	29,1	25,5	18,6	12,8	25,0
1973.	10,5	11,9	18,3	38,1	63,1	81,9	101	56,8	28,4	19,7	17,5	14,2	38,7
1974.	11,3	10,1	12,5	21,4	64,7	71,0	78,1	38,2	34,9	24,6	18,2	14,6	33,5
1975.	11,1	9,40	9,70	19,1	23,8	40,5	55,9	30,3	21,1	20,7	13,4	14,5	22,6
1976.	14,3	8,80	8,70	15,0	47,5	56,7	74,7	51,9	27,2	17,3	13,5	10,8	29,0
1977.	9,40	9,50	11,4	18,2	30,9	64,9	69,4	35,7	25,9	27,5	20,6	15,2	28,3
1978.	12,2	10,6	11,5	22,7	57,6	68,1	74,4	60,7	35,0	21,7	15,1	10,5	33,5
1979.	12,4	11,5	11,8	16,2	32,6	50,4	69,9	45,0	23,3	17,8	16,9	14,1	27,0
1980.	13,3	13,0	12,9	22,9	59,9	63,5	49,4	32,6	17,8	14,4	13,9	12,5	27,2

1981. 11,9 11,9 10,9 15,3 31,9 55,3 65,4 56,0 28,3 16,3 13,3 11,5 27,5  
 Сред. 11,2 10,2 11,2 20,4 43,3 57,8 63,3 45,7 28,7 21,6 16,1 12,9 28,6  
 Станд.,38 1,41 2,34 5,26 11,2 10,7 15,7 15,6 5,76 4,77 2,47 1,65 4,18  
 Cv 0,12 0,14 0,21 0,26 0,26 0,18 0,25 0,34 0,20 0,22 0,15 0,13 0,1  
 Cs 0,33 0,46 1,37 1,52 0,46 0,24 0,61 1,32 -0,12 1,08 0,86 0,11 0,29  
 Макс. 14,3 13,0 18,3 38,1 64,7 81,9 101 95,7 38,7 35,6 22,6 15,6 38,7  
 Мин. 8,6 7,9 8,0 14,2 23,8 33,8 41,1 25,8 17,8 14,4 12,4 10,3 20,8

Таблица 8. Месячные и годовые средние значения протока (м<sup>3</sup>/с) за период 1958 – 1981 гг.  
 Станция: Дуба-юрт, русло р. Аргун

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1958.	15,0	13,9	14,8	26,6	75,4	99,1	134	72,3	49,7	38,1	26,6	22,7	49,3
1959.	18,8	17,8	21,1	45,6	72,5	94,1	101	99,2	61,3	42,3	30,2	25,6	52,7
1960.	23,5	27,5	25,2	48,2	72,2	92,3	108	85,2	52,1	34,9	24,4	21,1	51,3
1961.	17,5	16,3	21,2	42,8	76,1	93,0	112	83,5	50,3	43,9	32,2	29,0	51,7
1962.	20,8	19,4	32,5	46,5	70,2	68,5	104	62,1	36,4	26,4	21,3	18,9	44,1
1963.	17,0	16,0	17,1	28,0	96,0	112	158	92,5	57,6	38,8	27,2	23,6	57,3
1964.	18,8	17,5	22,1	35,4	73,9	102	98,4	74,9	59,2	41,0	29,2	23,2	49,7
1965.	18,6	17,6	20,8	31,1	64,1	77,1	78,8	53,8	36,3	28,2	21,5	18,6	39,0
1966.	16,9	16,5	23,3	51,7	72,4	81,9	63,8	47,4	41,2	26,2	20,1	15,9	39,9
1967.	14,5	13,3	14,0	28,4	58,5	104	130	149	121	67,3	37,9	28,9	64,2
1968.	23,2	20,6	22,6	42,6	65,7	69,8	92,3	78,0	45,4	39,4	29,7	22,7	46,1
1969.	19,1	17,2	16,2	28,5	57,0	72,2	91,9	58,5	41,8	30,8	23,8	19,1	39,8
1970.	16,0	16,1	17,9	41,3	55,7	102	92,5	99,4	58,7	57,7	37,5	27,5	52,1
1971.	23,3	21,8	31,4	45,5	66,6	69,4	61,0	54,9	45,8	29,2	21,4	19,1	40,9
1972.	16,7	15,3	17,7	33,5	55,4	72,2	67,2	48,7	50,4	43,4	34,0	24,8	40,0
1973.	20,9	24,6	35,9	86,2	110	133	139	83,4	52,3	33,2	26,1	22,4	64,1
1974.	17,2	15,0	21,6	35,8	77,5	94,2	100	70,2	68,0	44,1	34,2	26,0	50,5
1975.	17,7	17,0	20,5	33,5	39,5	72,0	93,8	54,1	34,5	38,1	20,5	18,3	38,4
1976.	17,6	17,8	19,0	29,1	89,9	101	91,5	61,7	28,9	23,3	19,5	18,4	43,3
1977.	16,7	20,4	22,8	32,8	48,4	76,8	87,9	57,5	38,0	38,0	30,2	25,2	41,4
1978.	22,6	20,1	22,6	43,6	85,1	92,8	91,6	82,3	51,0	38,5	32,5	30,6	51,3
1979.	23,6	22,9	23,2	27,5	52,5	74,4	111	76,0	53,8	28,4	25,0	21,8	45,2
1980.	20,9	20,3	24,6	62,2	92,7	100	84,8	58,5	22,6	18,1	16,5	15,5	44,8
1981.	14,9	14,9	15,6	23,7	60,6	89,7	101	93,8	46,7	22,9	18,6	15,5	43,4
Сред.	18,8	18,3	21,8	39,6	70,3	89,3	99,7	74,9	50,1	36,3	26,7	22,3	47,5
Станд.	2,88	3,45	5,42	13,7	16,3	16,2	23,2	22,5	18,5	11,0	6,12	4,37	7,33
Cv	0,15	0,19	0,25	0,35	0,23	0,18	0,23	0,30	0,37	0,30	0,23	0,20	0,15
Cs	0,40	0,96	1,03	1,85	0,49	0,66	0,66	1,54	2,41	0,95	0,22	0,17	0,87
Макс.	23,6	27,5	35,9	86,2	110	133	158	149	121	67,3	37,9	30,6	64,2
Мин.	14,5	13,3	14,0	23,7	39,5	68,5	61,0	47,4	22,6	18,1	16,5	15,5	38,4

Для проверки реального состояния, а также для взаимного согласования значений средних годовых протоков Аргуна в рассматриваемых гидрологических профилях Шатой и Дуба-юрт приведены протоки на одной и той же диаграмме в модульных коэффициентах (средние годовые протоки поделены на средний проток периода), рис. 3. В соответствии с диаграммой, рис.3., можно сделать заключение, что величины протоков Аргуна в модульных коэффициентах на профилях Шатой и Дуба-юрт в большинстве лет хорошо согласуются, а приемлемые отклонения отмечаются только в течение всего пяти лет (1958, 1967, 1971, 1976 и 1977 гг.).

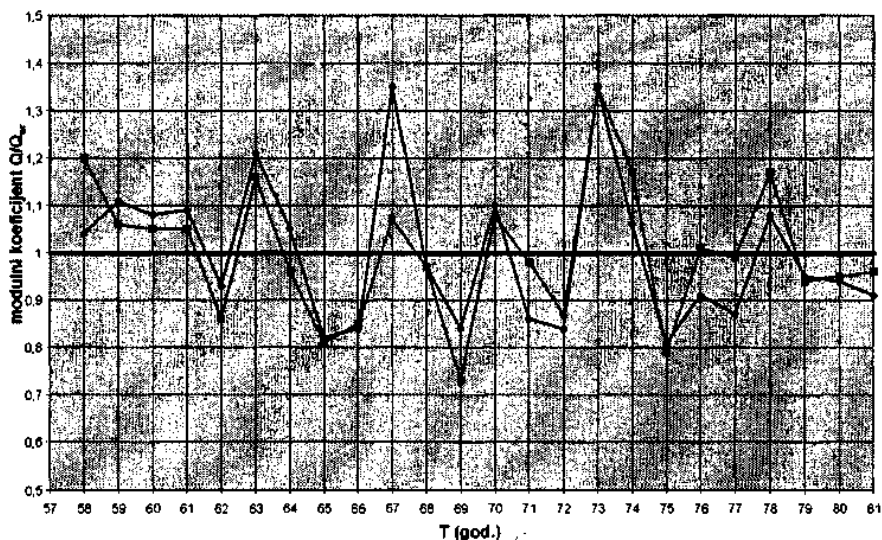


Рис. 3. Среднегодовые протоки Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт в модульных коэффициентах (1958 -1981 гг.)

Взаимная согласованность величин среднегодовых протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба Юрт проверена также на основе двойных суммарных количеств (double-mass analysis). Средние годовые протоки Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт и их суммарные значения приведены в таблице 9, их графическое изображение приведено на рисунке 8.

Таблица 9. Средние годовые протоки Аргуна в профилях Шатой  $Q_S$  и Дуба-юрт  $Q_{DJ}$  и их суммарные количества в период (1958 -1981 гг.)

Год	Аргун, Шатой		Аргун, Дуба Юрт	
	$Q_S$ (м <sup>3</sup> /с)	$\Sigma Q_S$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q_{DJ}$ (м <sup>3</sup> /с)	$\Sigma Q_{DJ}$ (м <sup>3</sup> /с)
1958.	34,2	34,2	49,3	49,3
1959.	30,4	64,6	52,7	102,0
1960.	30,0	94,6	51,3	153,3
1961.	30,0	124,6	51,7	205,0
1962.	24,5	149,1	44,1	249,1
1963.	33,3	182,4	57,3	306,4
1964.	27,5	209,9	49,7	356,1
1965.	23,1	233,0	39,0	395,1
1966.	24,3	257,3	39,9	435,0
1967.	30,5	287,8	64,2	499,2
1968.	27,7	315,5	46,1	545,3
1969.	20,8	336,3	39,8	585,1
1970.	31,0	367,3	52,1	637,2
1971.	28,0	395,3	40,9	678,1
1972.	25,0	420,3	40,0	718,1
1973.	38,7	459,0	64,1	782,2
1974.	33,5	492,5	50,5	832,7
1975.	22,6	515,1	38,4	871,1
1976.	29,0	544,1	43,3	914,4
1977.	28,3	572,4	41,4	955,8
1978.	33,5	605,9	51,3	1007,1
1979.	27,0	632,9	45,2	1052,3
1980.	27,2	660,1	44,8	1097,1
1981.	27,5	687,6	43,4	1140,5

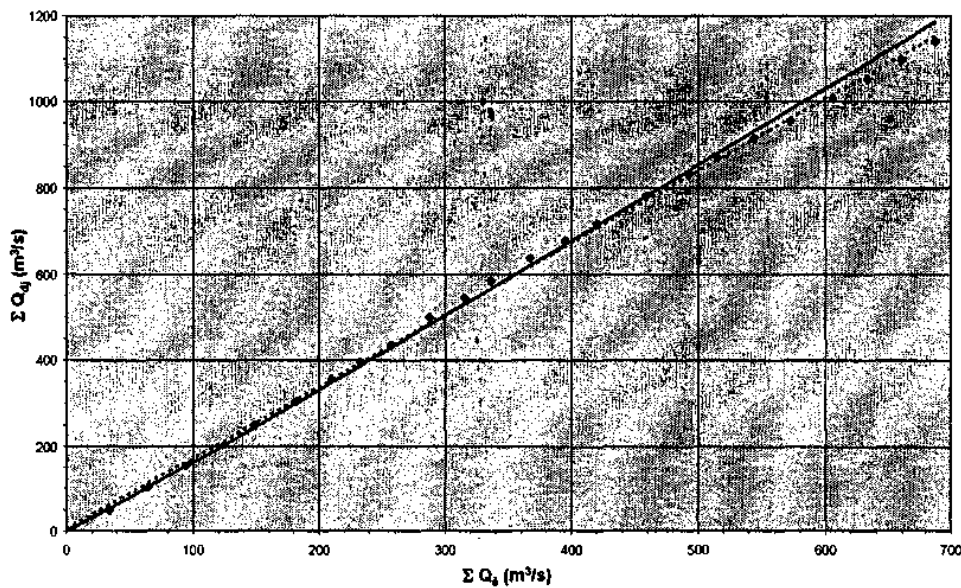


Рис. 4. Двойные суммарные количества среднего годового протока Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт

На основании данных, приведенных на рисунке 4, может быть выведена следующая закономерность связи:

$$\Sigma Q_{DJ} = 1,67 \Sigma Q_s + 4,91$$

$\Sigma Q_{DJ} = 1,67 \Sigma Q_s + 4,91$  (м<sup>3</sup>/с) коэффициент корреляции  $r = 1,00$ , и нелинейная, очень близкая линейной закономерность связи:

$$\Sigma Q_{DJ} = 1,67 \Sigma Q_s^{1,034}$$

$$\Sigma Q_{DJ} = 1,67 \Sigma 1,034$$

$$\Sigma Q \text{ (м}^3\text{/с)} r = 1,00$$

На основании устойчивых закономерностей связей, полученных на основании данных, приведенных в таблице 9 и на рисунке, а также графического изображения на рис. 4, сделано заключение, что в гидрологических профилях Шатой и Дуба-юрт в период (1958 - 1981 гг.) систематические ошибки в измерениях гидрологических величин отсутствуют – в противном случае на рисунке 4 наблюдался бы разрыв, и возможность получения единой закономерности за этот период отсутствовала бы.

После проведения проверки реального значения величин среднегодовых притоков Аргуна в гидрологических профилях Аргуна-Шатой и Дуба-юрт, представляющих собой основную базу для определения протоков в профилях охвата будущих гидроэлектростанций в бассейне реки Аргун, были определены эти расходы. Из предусмотренных 10 гидроэлектростанций на Аргуне находится шесть (из которых водозабор ГЭС-2 Дуба-юрт около гидрологического профиля Дуба-юрт), а на Шаро-Аргуне – четыре гидроэлектростанции. Выполнены следующие расчеты:

Определены средние удельные притоки Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт:

$$q_s = \frac{Q_s}{A_s} = \frac{28,6}{1856} = 15,39 \text{ л/с/км}^2$$

$$q_{DJ} = \frac{Q_{DJ}}{A_{DJ}} = \frac{47,5}{3174} = 14,95 \text{ л/с/км}^2$$



На основе этих данных определена закономерность связи средних удельных притоков Аргуна в зависимости от площади бассейна:

$$qA = 22,91 A - 0,053 A \text{ (км}^2\text{)}; q \text{ (л/с/км}^2\text{)}.$$

Данная закономерность связи принята для Аргуна, а для р. Шаро-Аргун выражение уменьшено на разницу средних удельных расходов в месте впадения Шаро-Аргуна в Аргун. Площадь бассейна Аргуна до устья Шаро-Аргун составляет  $A = 2016 \text{ км}^2$  и в этом профиле удельный приток Аргуна, в соответствии с полученной закономерностью  $q = 15,31 \text{ л/с/км}^2$ , средний расход соответственно  $QA = 30,9 \text{ м}^3/\text{с}$ . Шаро-Аргун, площадь бассейна которого до места впадения в Аргун составляет  $A = 058 \text{ км}^2$ , в соответствии с этим относится разница между средним протоком Аргуна в профиле Дуба-юрт  $QDJ$  (который находится вниз по течению очень близко к месту впадения Шаро-Аргуна в Аргун) и Аргуна вверх по течению от устья:

$$QSA = QDJ - QA = 47,5 - 30,9 = 16,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

При предположении, что при изменении величины бассейна аналогичным образом, как на Аргуне, меняются протоки на Шаро-Аргуне (значение экспоненты в формуле  $q = f(A)$  остается той же), получена закономерность связи по Шаро-Аргун:

$$qSA = 20,841 A - 0,053 A \text{ (км}^2\text{)}; qSA \text{ (л/с/км}^2\text{)}.$$

Обе полученные закономерности связи по средним удельным притокам бассейна Аргуна в графической форме приведены на рисунке 5.

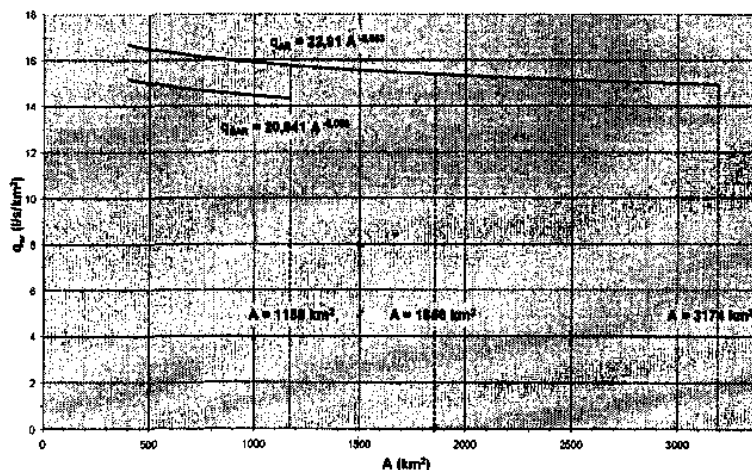


Рис. 5. Средние удельные расходы бассейна Аргуна  $q$  в зависимости от площади бассейна  $A$  в период (1958 - 1981 гг.)

Средние расходы периода (1958 - 1981 гг.) в створах забора гидроэлектростанций на Аргуне и Шаро-Аргуне  $Q$ , определены на основании закономерности связи средних удельных притоков и площади бассейна Аргуна и Шаро-Аргуна и приведены в таблице 10. В последнем столбце таблицы 10 приведены факторы редукиции  $k$ , с помощью которых средние дневные протоки Аргуна в профиле Шатой можно свести к протокам через створы забора гидроэлектростанции. Фактор  $k$  определяется из отношения:

$$k = \frac{Q_{HE}}{Q}$$

где  $Q_{HE}$  – средний проток в створе забора гидроэлектростанции, а  $Q$  – средний проток Аргуна в профиле Шатой, исключение составляет ГЭС Дуба-юрт, где расходы не редуци-

руются, и в створе забора находящейся вниз по течению ГЭС Чири-юрт, по которой коэффициент корреляции  $k$  связан со средним протоком Аргуна в профиле Дуба-юрт.

Таблица 10. Средние расходы периода (1958 -1981 гг.) р. Аргун и р. Шаро-Аргун в створах плотинзабора гидроэлектростанций  $QHE$  и фактор редукиции  $k$

Русло/профиль	$A$ (км <sup>2</sup> )	$q$ (л/с/км <sup>2</sup> )	$QHE$ (м <sup>3</sup> /с)	$k$
Аргун/ГЭС ИТУМ-КАЛЕ	1291	15,68	20,3	0,710
Аргун/ГЭС КОКАДОЙ	1493	15,56	23,3	0,815
Аргун/ГЭС НИХАЛОЙ	1717	15,44	26,6	0,930
Аргун/водомерная рейка Шатой	1856	15,39	28,6	1,0
Аргун/ГЭС ЗОНЬИ	1920	15,35	29,5	1,031
Аргун/ГЭС ДУБА ЮРТ	3174	14,96	47,5	1,0
Аргун/ГЭС ЧИРИ ЮРТ	3204	14,94	47,9	1,0084
Шаро Аргун/ГЭС ХИМА	400	15,17	6,07	0,212
Шаро Аргун/ГЭС ШАРО АРГУН	844	14,58	12,3	0,430
Шаро Аргун/ГЭС НЕЖИЛОЯХК	988	14,46	14,3	0,500
Шаро Аргун/ГЭС УЛУС-КЕРТ	1034	14,43	14,9	0,521

По гидрологическим профилям Шатой и Дуба Юрт, на основе которых определены протоки в остальных профилях в бассейне Аргуна, важно упомянуть, что средние дневные расходы в 1958 г. (за 8, 9 и 10 месяцы), а также в 1963, 1972 и 1979 годах (с 1 по 8 месяцы), по которым имелись только среднемесячные и годовые протоки, определены на основании средних дневных расходов в месяцах с аналогичными величинами расходов – с редукицией на отношение средних месячных расходов. Это приблизительное определение средних дневных протоков за месяцы, по которым отсутствовали данные, относится к 12 % общего 24-месячного периода, и в связи с этим может считаться приемлемым.

В таблице 11, приведены среднемесячные и среднегодовые протоки Аргуна в профиле Дуба Юрт, в соответствии с отчетом: «Строительство Чири-юртской гидроэлектростанции установленной мощностью 30МВт», ООО «Технострой», Грозный, 2008 г.

Таблица 11. Средние месячные и годовые протоки Аргуна в профиле Дуба-юрт в соответствии с отчетом за 2008 г. и данной работой (м<sup>3</sup>/с)

Разработка	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Технострой, 2008.	17,36	16,11	19,87	34,46	58,46	94,95	105,09	82,32	54,98	38,87	27,01	20,06	47,7
Электропроект, 2009.	18,8	18,3	21,8	39,6	70,3	89,3	99,7	74,9	50,1	36,3	26,7	22,3	47,5
$\Delta Q$ (%)	7,7	12,0	9,0	13,2	16,6	-6,3	-5,4	-9,9	-9,7	-7,1	-1,2	10,0	-0,4

К сожалению, в отчете Технострой за 2008 г. не указано, к какому периоду разработки относятся протоки, приведенные в таблице 5.6, в то время, как в данной работе использовались данные периода (1958 -1981, гг.). В случае средних месячных протоков минимальные несоответствия относятся к ноябрю (1,2 %), а максимальные отличия имеют место в мае (16,6 %). Среднегодовые протоки в рассматриваемых разработках имеют очень небольшие отличия – всего 1,2 процента, что подтверждает их реальность.

### 3.3 Кривые длительности расходов

Кривые длительности протоков определяются на основании значений средних дневных расходов периода (1958 -1981 гг.), определенных в разделе 3.2. На рисунке 6 приведена кривая длительности протока Аргуна в профиле Шатой, а на рисунке 7 кривая длительности протока Аргуна в профиле Дуба-юрт, которая одновременно является основополагающей для ГЭС 2 Дуба-юрт.

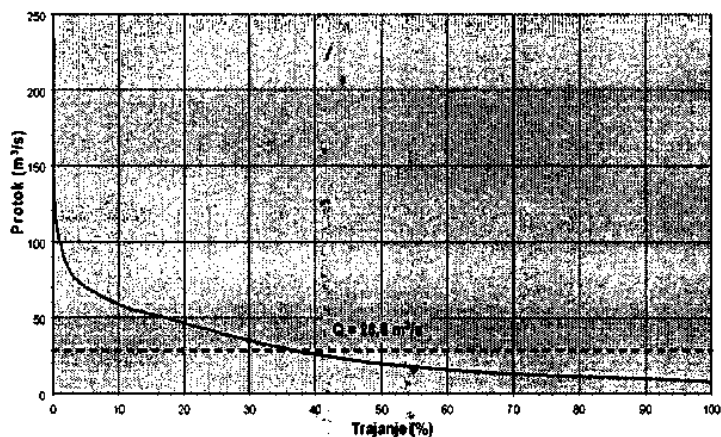


Рисунок 6. Кривая длительности протока Аргуна в профиле Шатой за период (1958-1981 гг.)

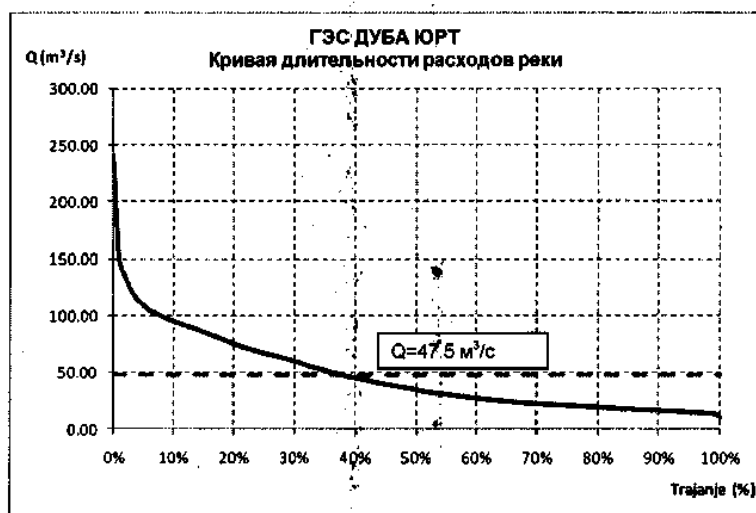


Рисунок 7. Кривая длительности протока Аргуна в профиле Дуба-юрт (ГЭС Дуба-юрт) за период (1958 -1981 гг.)

На рисунке 8 приведены кривые длительности расхода Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт за период (1958 -1981 гг.) в модульных коэффициентах. Кривые длительности в модульных коэффициентах на рисунке 8 имеет незначительные взаимные отступления, что также говорит в пользу верности величин средних дневных протоков в бассейне Аргуна.

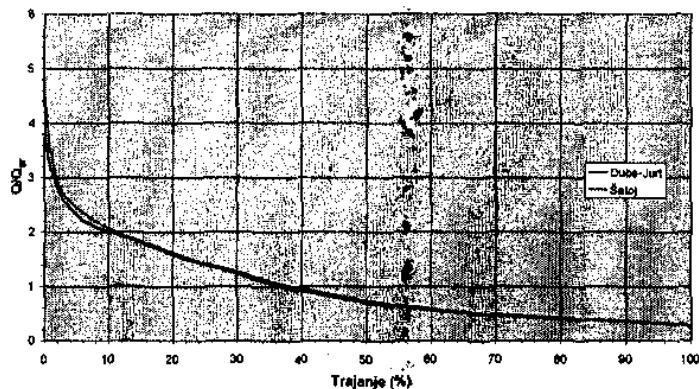


Рисунок 8. Кривые длительности протока Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт за период (1958 – 1981 гг.) в модульных коэффициентах

Кривые длительности протока по створам забора гидроэлектростанций за исключением ГЭС-2 Дуба-юрт, приведенной на рисунке 7, приведены на рисунках 9 -17.

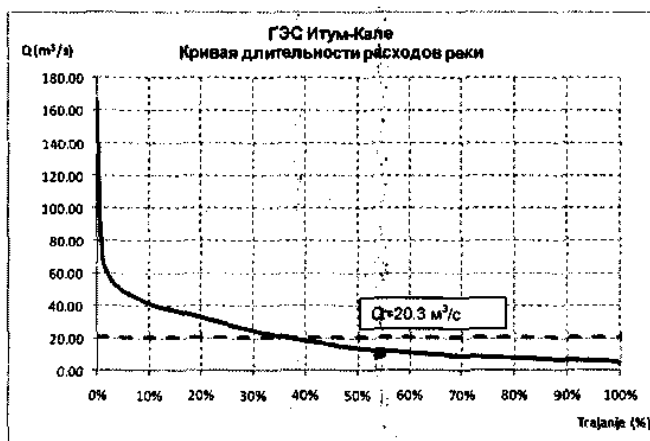


Рисунок 9. Кривая длительности протока Аргуна в створе забора ГЭС Итум-Кале за период (1958 -1981 гг.)

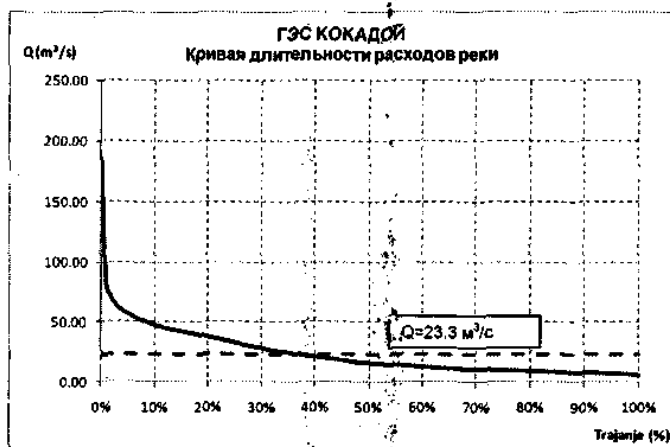


Рис. 10. Кривая длительности протока Аргуна в створе забора ГЭС Кокадой за период (1958 -1981 гг.)

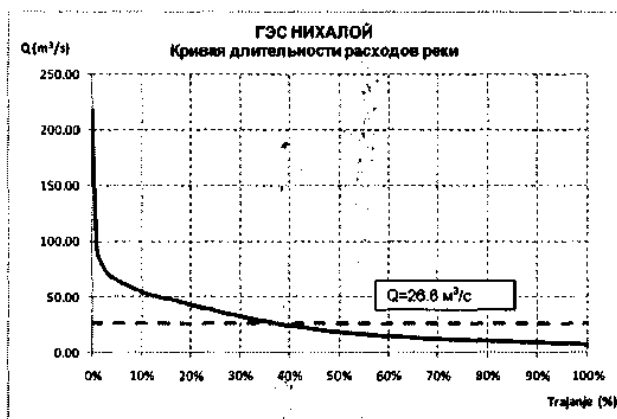


Рис. 11. Кривая длительности протока Аргуна в створе забора ГЭС Нихалой за период (1958-1981 гг.)

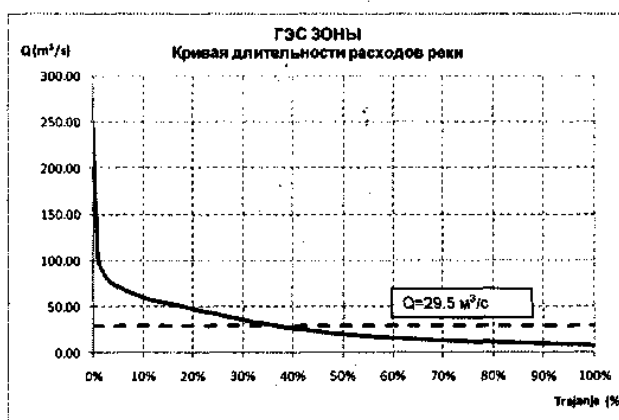


Рис. 12. Кривая длительности протока Аргуна в створе забора ГЭС Зоны за период (1958 – 1981 гг.)

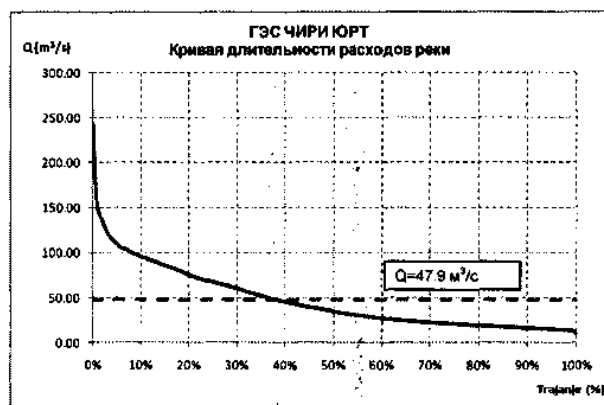


Рис. 13. Кривая длительности протока Аргуна в створе забора ГЭС Чир-юрт за период (1958 -1981 гг.)

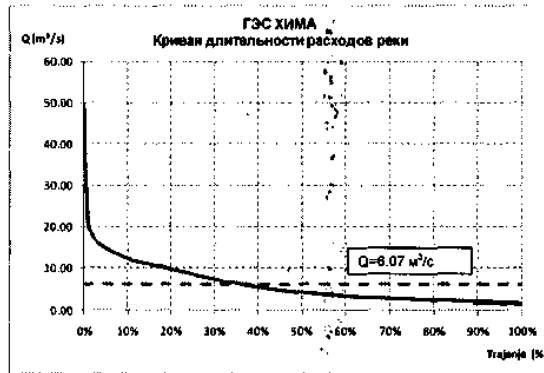


Рис. 14. Кривая длительности протока Шаро-Аргуна в створе забора ГЭС Хима за период (1958 -1981 гг.)

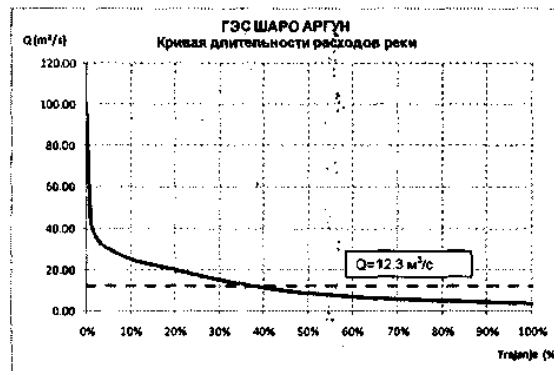


Рис. 15. Кривая длительности протока Шаро-Аргуна в створе ГЭС Шаро-Аргун за период (1958 -1981 гг.)

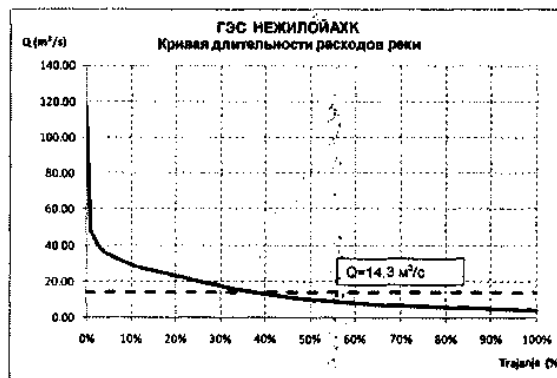


Рис. 16. Кривая длительности протока Шаро-Аргуна в створе ГЭС Нежилой-ахк за период (1958 -1981 гг.)

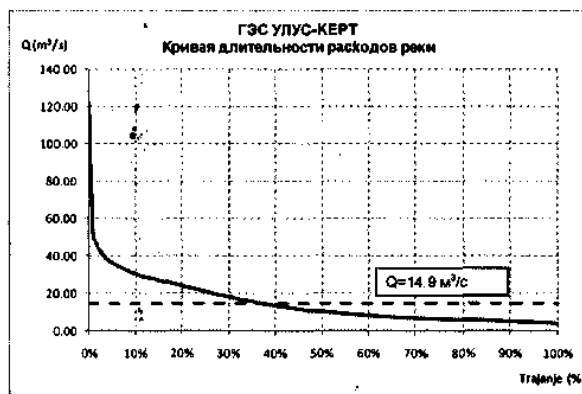


Рис. 17. Кривая длительности протока Шаро-Аргуна в створе забора ГЭС Улус-Керт за период (1958 -1981 гг.)

#### 4. ПАВОДКОВЫЕ ВОДЫ

##### 4.1 Исходные данные для определения паводковых вод

Паводковые воды реки Аргун определяются максимальными расходами различных возвратных периодов и гидрограммами больших вод различных возвратных периодов.

Для определения больших вод в профилях будущих плотин гидроэлектростанций на реках Аргун и Шаро-Аргун имелись следующие данные, послужившие как обоснования:

- Средние дневные протоки Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт в 24-летний период, с 1958 по 1981 гг.;
- Графические изображения кривых распределения максимальных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт.

Обзор суточных расходов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт на период (1958 - 1981 гг.) содержит только средние дневные значения, т.е. данные о месячных и годовых средних дневных экстремальных значениях (моментальных максимумах) отсутствуют.

Обзор максимальных годовых средних дневных протоков Аргуна в профилях Шатой  $QMS$  и Дуба Юрт  $QMDJ$  с главными статистическими параметрами приведены в таблице 12. На основании данных таблицы 12 установлены следующие тенденции максимальных годовых средних дневных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт:

$$QMS = 1,314 t + 103,17$$

$$QMDJ = 0,455 t + 157,95,$$

где  $t$  – порядковый номер года.

Тенденции максимальных годовых средних суточных расходов Аргуна в период (1958 – 1981 гг.) в обоих профилях носят растущий характер, при этом в находящемся вверх по течению профиле Шатой эта тенденция является более выраженной, чем в находящемся вниз по течению профиле Дуба-юрт. Каково положение в бассейне Аргуна сегодня, относительно точно сказать трудно, поскольку рассмотренные ряды относятся к значительно более раннему периоду, заканчивающемуся в 1981 г.

Из графического изображения кривых распределения максимальных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт из отчета Института имени Л.Н. Толстого, в таблицах приведены значения максимальных протоков 10, 20, 100, 200 и 1000 летних возвратных периодов. При этом по данным приложения упомянуто, что максимальные протоки Аргуна в находящемся вверх по течению профиле Шатой определены на основании протоков Аргуна в профиле Дуба-юрт.

Помимо указанных обоснований в «Технико-экономическом обосновании ряда

гидроэлектростанций на реке Аргун, Дуба-юртская гидроэлектростанция», ООО «Технострой», Грозный, 2007 г., приведены данные о большом протоке Аргуна через профиль Дуба-юрт 8.07.1968 г., который составил 979 м<sup>3</sup>/с. О появлении очень высокого расхода в июле 1968 г. предупреждали специалисты при осмотре 18 и 19.02. 2009 г. Тогда произошел переелив воды за существующую плотину Чири-юрт. В соответствии с кривой распределения максимальных протоков Аргуна в профиле Дуба-юрт на рисунке 12 приведен расход в размере 979 м<sup>3</sup>/с 250-летнего возвратного периода.

Таблица 12. Обзор максимальных годовых средних дневных расходов Аргуна в профилях Шатой  $QMS$  и Дуба Юрт  $QMDJ$  в период (1958 – 1981 гг.)

Год	$QMS$ (м <sup>3</sup> /с)	$QMDJ$ (м <sup>3</sup> /с)
1958.	115	241
1959.	108	129
1960.	93,1	149
1961.	115	163
1962.	103	144
1963.	173	193
1964.	97,2	142
1965.	57,5	106
1966.	80,0	127
1967.	147	188
1968.	86,7	131
1969.	77,4	195
1970.	170	182
1971.	81,3	86,3
1972.	146	138
1973.	139	213
1974.	234	238
1975.	102	153
1976.	133	206
1977.	128	151
1978.	134	155
1979.	109	157
1980.	107	180
1981.	134	
$QM$ (м <sup>3</sup> /с)	120	164
$\sigma$ (м <sup>3</sup> /с)	37,1	37,6
$cv$	0,31	0,23
$cs$	1,08	0,26

В имеющихся обзорах средних дневных расходов Аргуна в профиле Дуба-юрт из периода (1958 -1981 гг.) проток от 979 м<sup>3</sup>/с не приводится, но 8.07.1968 г имеется запись - 131 м<sup>3</sup>/с – в качестве максимального среднего дневного расхода в этом году (таблица 12). Июль 1968 г. со средним расходом от 92,3 м<sup>3</sup>/с был по водности даже ниже среднего месячного протока за июль, который в период (1958 -1981 гг.) составил 99,7 м<sup>3</sup>/с.

#### 4.2. Максимальные годовые расходы различных возвратных периодов

С учетом того, что за период (1958 -1981 гг.) имелись только значения средних дневных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт, а распределение максимальных годовых протоков Аргуна в профиле Дуба-юрт (из *Отчета Эколога-географического прогноза* Института имени Л.Н. Толстого, 1990 г.), основывается на ряде из 50 максимальных расходов. Это распределение взято в качестве основополагающего (рисунок 18). На рисунке 18 проведена экстраполяция до 10 000-летнего возвратного периода, поскольку по принятому распределению определены максимальные расходы только до расхода 1000-летнего возвратного периода. Цифровые значения максимальных годовых расходов во 2-м столбце 10.000-летних возвратных периодов Аргуна в профиле даны по профилю Шатой  $QMrS$  в столбце 7 таблицы 13, по профилю Дуба Юрт  $QMrD$ , в 9 столбце таблицы 13.

На рисунке 18 также приведено распределение максимальных годовых протоков Аргуна в находящемся вверх по течению профиле Шатой по отчету Института Л.Н. Тол-



стого, 1990 г., по которым в данной работе произведена экстраполяция по значениям 10 000-летнего периода (пунктирная линия на рисунке 18). Цифровые значения максимальных годовых расходов 2-10.000-летнего возвратного периода приведены в 3 столбце таблицы 13. При сравнении значений максимальных удельных расходов различных возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт, в 4 и 10 столбцах таблицы 13, можно прийти к заключению, что значения максимальных годовых удельных расходов различных возвратных периодов Аргуна в профиле Дуба-юрт превышают такие же значения по профилю Шатой, а должно было бы быть противоположно.

В связи с этим значения максимальных годовых протоков различных возвратных периодов Аргуна в профиле Шатой увеличены на поправку, на надежность по А.А. Луцевой. Согласно этой методике в качестве поправки на надежность введено значение протока  $\Delta Q$ , определяемое выражением:

$$\Delta Q = \frac{a E_p}{\sqrt{n}} Q_{Mp} \quad (\text{м}^3/\text{с}),$$

где  $a$  – коэффициент, принятый равным  $a = 1,0$ , как рекомендуется для рек изученных областей,  $E_p$  – средняя квадратичная ошибка протока в расчете вероятности, которая учтена на основании диаграмм, приведенных в литературе, в зависимости от коэффициента вариации ( $cv = 0,58$ ), а  $n = 50$  – количество членов ряда.

В таблице 13, в столбце 5 приведены значения  $E_p$ , в столбце 6 – поправка на надежность  $\Delta Q$ , а в столбце 7 – основополагающие максимальные годовые протоки Аргуна в профиле Шатой 2-10000-летнего возвратного периода  $Q_{MpS}$ . При взаимном сравнении максимальных удельных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт в столбцах 8 и 10 таблицы 13, могут быть получены логичные различия, указанные в 11 столбце таблицы 13. На рисунке 18 показана основополагающая кривая распределения максимальных годовых протоков Аргуна в профиле Шатой, определенная описанным способом.

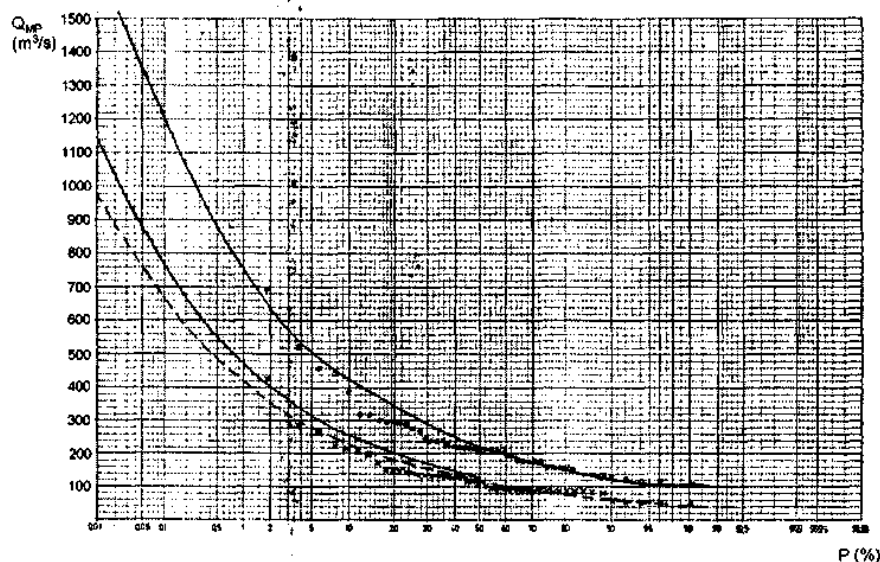


Рис. 18. Максимальные годовые протоки различных возвратных периодов Аргуна: - Аргун, Шатой:  $Q_M = 137 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $cv = 0,58$  (поправка на надежность по Луцевой) – Аргун, Дуба-юрт  $Q_M = 256 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $cv = 0,56$  (основные кривые и данные, использованные из отчета: «Эколого-географический прогноз строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Асса», Чечено-Ингушский государственный университет имени Л.Н. Толстого, Грозный, 1990 г.)

Таблица 13. Определение максимальных притоков различных возвратных периодов реки Аргун в профиле Шатой и сравнение максимальных удельных притоков различных возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт.

Возвратный период (лет.)	Вер. появ. $p$ (%)	Аргун, Шатой						Аргун, Дуба-юрт		сравнение $\Delta qMr$ (%)
		$QMr$ $\bar{S}$ (%) (м3/с)	$qMr\bar{S}$ (л/с/км2)	$Er$	$\Delta Q$ (м3/с)	$Q$ (м3/с)	$qMr\bar{S}$ (м3/с)	$QMr$ $D$ (м3/с)	$qMrD$ (л/с/км2)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10 000	0,01	980	523	1,16	160	1140	614	1700	536	15
1000	0,1	670	361	1,10	104	774	417	1200	378	10
200	0,5	489	263	1,01	70	559	301	888	280	8
100	1	423	228	0,90	54	477	257	758	239	7
50	2	354	191	0,84	42	396	213	640	202	5
20	5	285	154	0,76	31	316	170	526	166	2,4
10	10	233	126	0,64	21	254	137	430	135	1,4
4	25	168	90,5	0,62	15	183	98,6	312	98,3	0
2	50	118	63,6	0,62	10	128	69,0	222	69,9	0

На основании значений, приведенных в столбцах 8 и 10 таблицы 13, определены кривые максимальных годовых удельных притоков 20, 50, 100, 1000 и 10000-летних возвратных периодов в зависимости от величины бассейна Аргуна:

$$qM10000 = 4,128 A - 0,253$$

$$A \text{ (км}^2\text{)} \quad qMP \text{ (л/с/км}^2\text{)}$$

$$qM1000 = 1,653 A - 0,183$$

$$qM100 = 0,710 A - 0,135$$

$$qM50 = 0,448 A - 0,0988$$

$$qM20 = 0,237 A - 0,0444$$

Указанные кривые  $qMr = f(A)$  приняты по бассейну Аргуна в границах:  $A = 400 - 4000 \text{ км}^2$  и приведены на рисунке 19. На основании данных кривых установлены максимальные годовые протоки 20, 50, 100, 1000 и 10000-летних возвратных периодов в профилях будущих гидроэлектростанций, по бассейну Аргуна в таблице 14, по бассейну Шаро-Аргуна – в таблице 15. Следует упомянуть, что в данном расчете не учитывалась работа отдельных гидроэлектростанций после их строительства, протоки определены для существующего природного состояния.

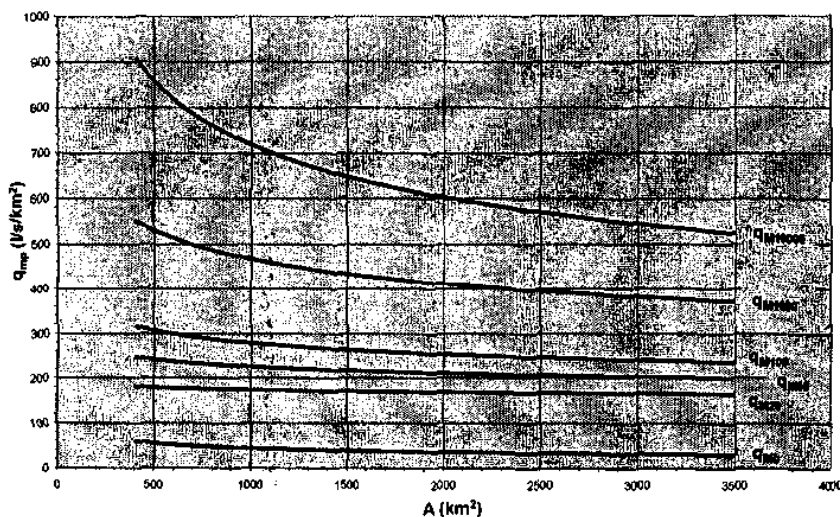


Рис. 19. Максимальные годовые удельные притоки различных возвратных периодов по бассейну Аргуна  $qMr$  в зависимости от величины бассейна  $A$

Таблица 14. Максимальные годовые расходы различных возвратных периодов  $q_{Mр}$  (м<sup>3</sup>/с) Аргуна в профилях будущих гидроэлектростанций

Профиль	ГЭС 7 ИТУМ -КАЛЕ	ГЭС 6 КОКАДОЙ	ГЭС 5 НИХАЛОЙ	ВОДОМЕР. РЕЙКА ШАТОЙ	ГЭС 3 ЗОНЬ И	ГЭС 2 ДУБА ЮРТ	ГЭС 1 ЧИРИ ЮРТ
<i>A</i> (км <sup>2</sup> ) Возвр. пер. (год.)	1291	1493	1727	1856	1920	3174	3204
10 000	870	970	1080	1140	1170	1700	1720
1000	575	648	726	774	796	1200	1210
100	349	395	446	477	491	758	765
50	285	325	369	396	408	640	647
20	223	256	292	316	325	526	531

Таблица 15. Максимальные годовые протоки различных возвратных периодов  $Q_{Mр}$  (м<sup>3</sup>/с) Шаро-Аргун в профилях будущих плотин

Профиль	ГЭС 11 Хима	ГЭС 10 Шаро-Аргун	ГЭС 9 Нежилой-ахк	ГЭС 8 Улус-Керт
<i>A</i> (км <sup>2</sup> ) Возврат. пер. (лет.)	400	844	988	1034
10 000	363	633	713	737
1000	221	407	462	480
100	126	241	277	288
50	100	194	224	233
20	73,0	148	172	280

#### 4.3. Гидрограммы больших паводковых вод различных возвратных периодов

Определение гидрограмм больших паводковых вод в профилях будущих плотин гидроэлектростанций на Аргуне и его главном притоке Шаро-Аргун, проведено с предположением, что максимальные годовые расходы различных возвратных периодов из табл. 14. и 15. должны быть дополнены соответствующими гидрограммами больших водяных волн. В имевшихся в распоряжении результатах ранних работ гидрограммы больших водяных волн отсутствовали, и в связи с этим данная работа была направлена на использование средних дневных протоков периода (1958 -1981 г.) и теоретических достижений преимущественно русских авторов, по возможности, базирующихся на реках Кавказа.

Для определения длительности, т.е. базы гидрограммы больших паводковых вод, рассматривалась известная диаграмма И. И. Херхеулидзе (1971 г), в которой приведена теоретическая связь между временем концентрации  $T_c$  и величиной бассейна  $A$ . Диаграмма  $T_c = f(A)$  – вместе с входными расчетными данными показана на рисунке 20, на котором отмечено, что реки Кавказа имеют более длительное время концентрации по сравнению с усредненной закономерностью связи:

$$T_c = 0,268 A - 0,612 A \text{ (км}^2\text{)}.$$

Закономерность связи  $T_c = f(A)$ , соответствующая Кавказским рекам, приведена на рисунке 6.3 как направление ( в лог-лог масштабе), параллельное усредненной закономерности, проходящее через данные с бассейнов Кавказа, над усредненной закономерностью. Связь  $T_c$  и  $A$  для Кавказских рек определяется выражением  $T_c = 0,410 A - 0,612 A \text{ (км}^2\text{)}$ ;  $T_c$  (часов).

Время концентрации  $T_c$ , представляющее собой время, необходимое для прохождения водной волны от самой удаленной точки бассейна до проточного профиля регулярно короче времени образования (поднятия) водной волны. Д. Л. Соколовский приводит выражение, согласно которому время образования водной волны  $T_p$  определяется на основе времени концентрации  $T_c$ :  $T_p = K \cdot T_c$  (часов)

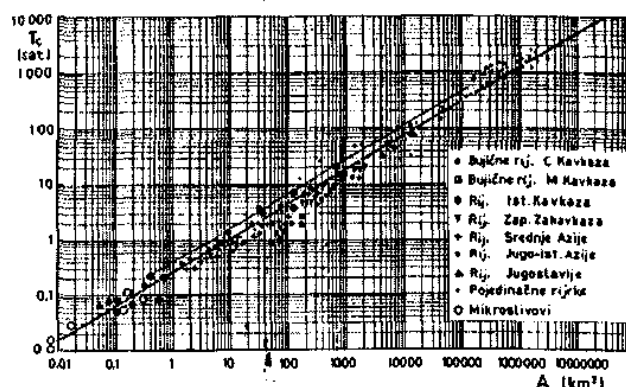


Рис. 20. Время концентрации  $T_c$  в зависимости от величины бассейна  $A$  (по И.И. Херхеулидзе)

Для коэффициента  $K$  И. И. Херхеулидзе дано следующее выражение:

$$K = 0,70 (T_c + 20)^{1/8}$$

А для времени рецессии (спада) гидрограммы  $T_r$ :

$$T_r = T_p (T_c + 1)^{1/6} \text{ (часов)}$$

В соответствии с этим временная база гидрограммы прямого стока  $T$ :

$$T = T_p [1 + (T_c + 1)^{1/6}] \text{ (часов)}$$

Время концентрации  $T_c$ , коэффициент  $K$ , время поднятия  $T_p$ , спада  $T_r$  и общей длительности гидрограммы  $T$  по всем рассмотренным гидроэлектростанциям в бассейне реки Аргун, по указанным теоретическим выражениям приведены в таблице 16.

Таблица 16. Время концентрации  $T_c$ , подъема  $T_p$ , спада  $T_r$  и общей длительности больших водных волн  $T$  в бассейне реки Аргун

Водоток / профиль	$A$ (км <sup>2</sup> )	$T_c$ (часов)	$K$	$T_p$ (часов)	$T_r$ (часов)	$T = T_p + T_r$ (часов)
Шаро Аргун/ГЭС ХИМА	400	16,0	1,10	17,5	28,1	45,6
Шаро Аргун/ГЭС ШАРО АРГУН	844	25,3	1,13	28,5	49,1	77,6
Шаро Аргун/ГЭС НЕЖИЛОЯХК	988	27,9	1,14	31,5	55,5	87,2
Шаро Аргун/ГЭС УЛУС, КЕРТ	1034	28,7	1,14	32,7	57,5	90,2
Аргун/ГЭС ИТУМ-КАЛЕ	1291	32,9	1,15	37,8	68,0	105,8
Аргун/ГЭС КОКАДОЙ	1493	35,9	1,16	41,6	75,9	117,5
Аргун/ГЭС НИХАЛОЙ	1717	39,1	1,17	45,6	84,4	130,0
Аргун/водомерная рейка Шатой	1856	41,0	1,17	48,0	89,5	137,5
Аргун/ГЭС ЗОНЬИ	1920	41,9	1,17	49,1	91,9	141,0
Аогун/ГЭС ДУБА ЮРТ	3174	57,0	1,20	68,7	135,2	203,9
Аргун/ГЭС ЧИРИ ЮРТ	3204	57,3	1,21	69,1	136,1	205,2

Таким образом получены длительности больших водяных волн, которые для профилей на Аргуне, в которых проводятся гидрологические измерения, составляют: - Гидрометрический профиль Шатой:  $TS = 137,5$  часов = 6 дней - Гидрометрический профиль Дуба Юрт:  $TDJ = 203,9$  часов = 8,5 дней.

На основании этой длительности определены объемы 23 самых больших водяных волн из периода измерений (1958 - 1981 гг.), и эти значения по профилю Шатой  $VS$  и Дуба Юрт  $VDJ$  приведены в таблице 6.6. Рассматривались водяные волны, имеющие максимальные протоки в профиле Шатой, превышающие 100 м<sup>3</sup>/с, а в профиле Дуба Юрт, превышающие 120 м<sup>3</sup>/с. Эти объемы, расположенные по величинам, в таблице 11 дополнены вероятностью появления  $p$ , определенной по формуле Н.Н. Чебодаева:

$$p = \frac{m-0,3}{n-0,4},$$

где  $m$  - порядковый номер члена ряда, а  $n$  - общее количество членов ряда.

По трем самым большим водяным волнам Аргуна, зафиксированным в обзоре средних дневных протоков из периода (1958-1981 гг.) сконструированы логической интерполяцией - по профилю Шатой на рис. 21, а по профилю Дуба Юрт - на рисунке 22. гидрограммы больших водяных волн.

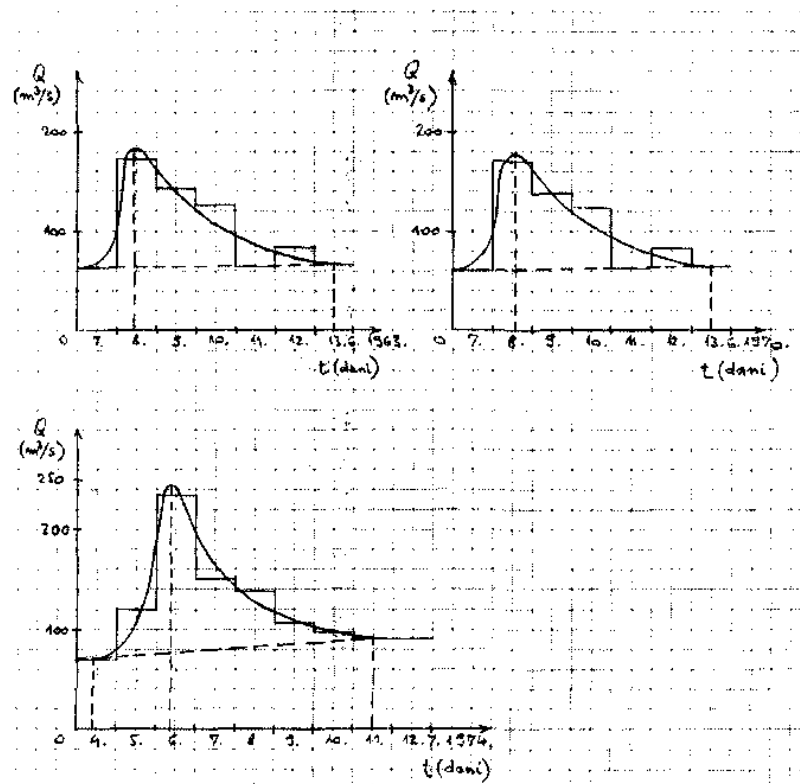


Рисунок 21. Большие воды Аргуна в профиле Шатой, зафиксированные в июне 1963 и 1970 г. и в июле 1974 г.

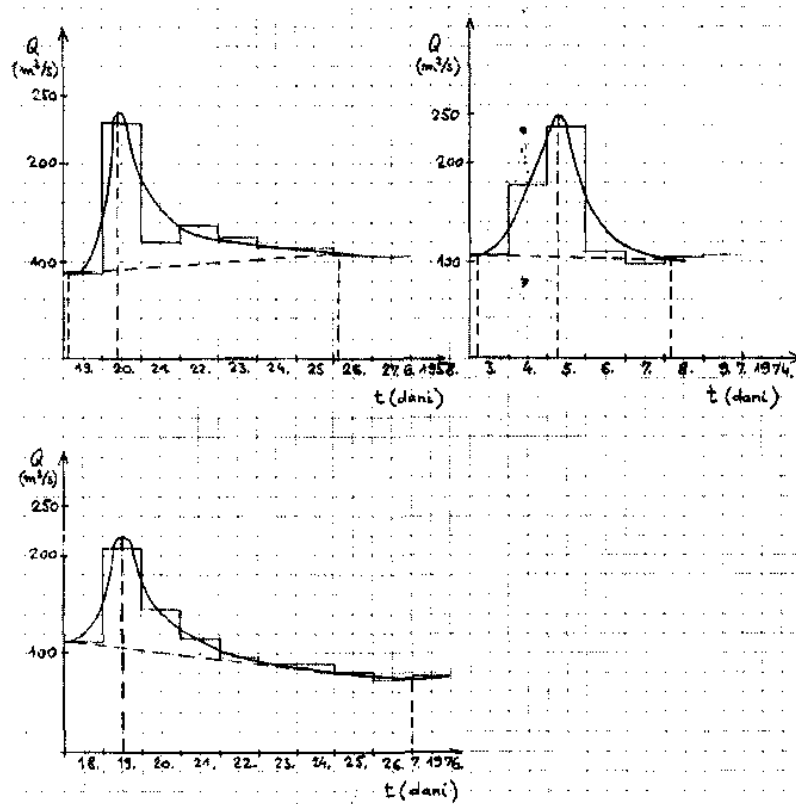


Рис. 22. Большие воды Аргуна в профиле Дуба-юрт, зафиксированные в июне 1958 и в июле 1974 и 1976 года.

Из графического изображения характеристичной большой воды, приведенных на рисунках 21 и 22, можно сделать заключение, особенно при учете максимальной зафиксированной большой волны Аргуна в профиле Шатой в июле 1974 г., что теоретическая длительность гидрограммы, а также времени подъема и спада определены реально. В дальнейшем величины базовых притоков имеют особое значение: в профиле Шатой средний базовый приток  $QbS = 70 \text{ м}^3/\text{с}$ , а в профиле Дуба Юрт  $QbDJ = 100 \text{ м}^3/\text{с}$ . При предположении, что удельный базовый приток по бассейну Аргуна меняется по экспоненциальной зависимости, можно на основании этих двух данных определить выражение для максимальных базовых удельных притоков  $qMb$  в зависимости от величины бассейна  $A$ :

$$qMb = 383,45 A - 0,310 A \text{ (км}^2\text{)}; qMb \text{ (л/с/км}^2\text{)}$$

Кривая  $qMb = f(A)$  приведена совместно с кривыми максимальных годовых удельных притоков на рисунке 19.

Таблица 17. Объем большой воды Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт (период (1958 -1981 гт.)

Пор.ном.	Вероятность появления $P = \frac{m - 0,3}{n + 0,4} \cdot 100$ (%)	Аргун, A = 1856 км2 Шатой T = 6 дней			Аргун, A = 3174 км2 Дуба Юрт T = 8,5 дней		
		Месяц и год	V <sub>S</sub> (106м3) хронолог	V <sub>S</sub> (106м3) по величине	Месяц и год	VDJ (106м3) хронолог.	VDJ (106м3) по величине
1	3,0	6. 1958.	50,3	73,1	6. 1958.	96,3	127,6
2	7,3	7. 1958.	48,0	65,5	7. 1958.	105,7	111,5
3	11,5	8. 1958.	63,1	64,6	8. 1958.	104,5	109,8
4	15,8	7. 1959.	46,6	63,1	7. 1959.	86,6	105,7
5	20,1	7. 1961.	44,8	58,2	7. 1961.	97,2	104,5
6	24,4	7. 1962.	43,1	57,2	7. 1962.	90,0	97,9
7	28,16	6. 1963.	56,6	56,6	6. 1963.	111,5	97,2
8	32,9	7. 1965.	64,6	55,4	7. 1964.	78,8	96,3
9	37,2	6. 1970.	55,4	53,2	7. 1967.	127,6	95,3
10	41,5	8. 1970.	45,5	51,7	7. 1969.	95,3	94,0
11	45,7	6. 1972.	58,2	50,3	6. 1970.	93,7	93,7
12	50,0	7. 1973.	65,5	48,6	8. 1970.	91,8	91,8
13	54,3	7. 1974.	73,1	48,0	7. 1973.	109,8	90,5
14	58,5	7. 1975.	48,6	47,0	7. 1974.	94,0	90,0
15	62,8	7. 1976.	53,2	46,6	7. 1975.	87,5	88,4
16	67,1	6. 1977.	41,4	45,5	7. 1976.	83,3	87,9
17	71,4	7. 1977.	57,2	45,1	7. 1977.	88,4	87,5
18	75,6	6. 1978.	47,0	44,8	6. 1978.	82,1	86,6
19	79,9	7. 1978.	45,1	43,6	7. 1979.	75,8	83,3
20	84,2	8. 1978.	43,1	43,1	8. 1978.	63,2	82,1
21	88,5	7. 1979.	43,6	43,1	7. 1979.	97,9	78,8
22	92,7	5. 1980.	42,9	42,9	5. 1980.	87,9	75,8
23	97,0	7. 1981.	51,7	41,4	7. 1981.	90,5	63,2
		Ср.значение		51,7			93,0
		σ		8,49			13,1
		cv		0,16			0,14
		cs		0,85			0,37

Объемы гидрограмм больших водяных волн (суммарные: от прямого и базового притоков) 20, 50, 100, 1000 и 10000-летних возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба Юрт, определены в соответствии с распределением Гумбела на базе объемов зафиксированных водяных волн из периода (1958 -1981 г.) из таблицы 17, а их величины приведены в таблице 18. Поскольку речь идет об относительно кратких рядах из 23 данных, по обоим профилям проведена поправка на надежность по А.А. Лицевой (также, как и по максимальным годовым протокам Аргуна в профиле Шатой). Результаты расчетов приведены в таблице 18, а графическое изображение основополагающих кривых распределения по обоим гидрометрическим профилям приведено на рисунке 23.

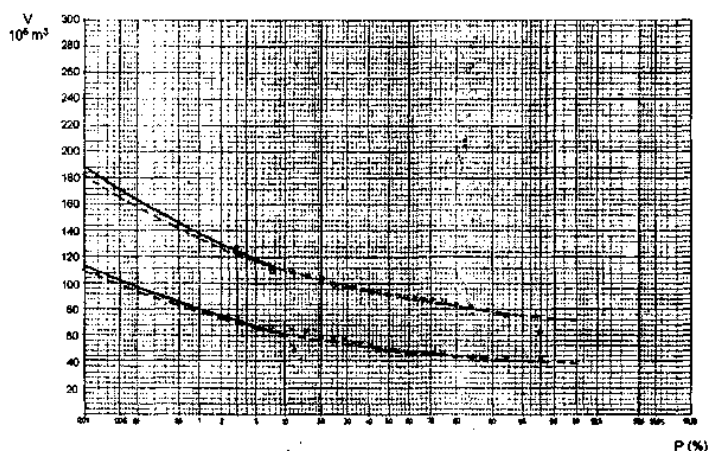


Рис. 23. Объемы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт.

Таблица 18. Объемы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в гидрометрических профилях Шатой и Дуба-юрт

Возвратный период (год.)	Аргун-Шатой, $A = 1856 \text{ км}^2$ Среднее значение $V = 51,7 \cdot 106 \text{ м}^3$ $cv = 0,16$				Аргун, $A = 3174 \text{ км}^2$ Дуба-юрт Среднее значение $V = 93,0 \cdot 106 \text{ м}^3$ $cv = 0,14$			
	$V'S$ (106м3)	$E_p$	$\Delta V$ (106м3)	$V'S$ (106м3)	$VDJ$ (106м3)	$E_p$	$\Delta V$ (106м3)	$V'DJ$ (106м3)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10 000	108,9	0,20	4,6	113,5	181,3	0,15	5,7	187,0
1000	93,6	0,18	3,5	97,1	157,8	0,13	4,3	162,2
100	78,4	0,17	2,8	81,2	134,2	0,12	3,4	137,6
50	73,8	0,17	2,6	76,4	127,1	0,11	2,9	130,0
20	67,8	0,16	2,	70,1	117,9	0,09	1,9	119,8

На основании данных  $V'S$  и  $VDJ$  определены кривые удельных объемов (по  $\text{км}^2$  бассейна) различных возвратных периодов Аргуна в зависимости от величины бассейна:  $V/A = f(A)$  по различным возвратным периодам:

$$\frac{V_{10000}}{A} = 0,1031 A^{-0,0884} \quad A (\text{км}^2); \quad \frac{V \left( \frac{10^6 \text{ м}^3}{\text{км}^2} \right)}{A}$$

$$\frac{V_{1000}}{A} = 0,0734 A^{-0,0449}$$

$$\frac{V_{100}}{A} = 0,497 A^{-0,0170}$$

$$\frac{V_{50}}{A} = 0,0442 A^{-0,0084}$$

$$\frac{V_{20}}{A} = 0,0381 A^{-0,0012}$$

Гидрограммы больших водяных волн Аргуна и Шаро-Аргуна состоят из базового притока, который по отдельным перегородным профилям принят как константа по всем возвратным периодам и от прямого притока, по которому в качестве верхних протоков приняты максимальные протоки из таблиц 14 и 15, но уменьшены на величину базового притока.

Гидрограммы больших водяных волн от прямого притока определены на основании теоретической формы по Р.Д. Гудричу. При этом известны время подъема, появления  $T_p$ , максимальный проток от главного притока  $Q_{Mp} - Q_b$  и объем прямого притока  $V_p - V_b$ . Данные по гидрограммам больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна и Шаро-Аргуна в профилях будущих плотин, на основании которых составлены теоретические гидрограммы, приведены в таблицах 19 – 28. Гидрограмма водяной волны составляется следующим способом:

$$y = 10 \frac{x(1-x)^2}{x}$$

При этом величина  $x$  определяется отношением:

$$x = \frac{t}{T_p}$$

где  $t$  – время, задаваемое для черчения гидрограммы.

Параметр формы гидрограммы  $\lambda$  зависит от отношения:



$$\lambda = \frac{Q_M \cdot T_p}{V}$$

Проток (ордината гидрограммы) во времени  $t$  составляет:

$$Q(t) = y(t) \cdot Q_M$$

Важно упомянуть, что  $Q_{Mpi}$  максимальный расход от прямого расхода определен как суммарный максимальный сток, уменьшенный на величину базового стока. Максимальные расходы из таблиц 14 и 15, уменьшены на соответствующие величины базовых расходов (также, как и объемы). При наименьшем бассейне – до плотины ГЭС ХИМА – длительность водяных валов незначительно больше, чем теоретическое время  $T$  по формуле И.И. Херхеулидзе (таблица 25).

Гидрограммы больших водных волн различных возвратных периодов Аргуна и Шатой-Аргуна в створах плотин будущих гидроэлектростанций, приведены на рисунках 18–27.

Таблица 19. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Итум-Кале:  $A = 1291 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 37,8 \text{ час}$ ;  $T = 105,8 \text{ час}$ ;  $Q_b = 53,7 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 20,5 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	870	816	81,0	60,5	1,84
1000	575	521	68,7	48,2	1,47
100	349	295	56,8	36,3	1,11
50	285	231	53,4	32,9	0,957
20	223	169	48,8	28,3	0,814

Таблица 20. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Кокадой:  $A = 1493 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 41,6 \text{ час}$ ;  $T = 117,5 \text{ час}$ ;  $Q_b = 59,4 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 25,1 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	970	911	92,7	65,6	2,08
1000	648	589	78,9	53,8	1,64
100	395	336	62,9	37,8	1,33
50	325	266	61,6	36,5	1,09
20	256	197	56,4	31,3	0,943

Таблица 21. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Нихалой:  $A = 1717 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 45,6 \text{ час}$ ;  $T = 130,0 \text{ час}$ ;  $Q_b = 65,4 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 30,6 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	1080	1015	105,6	75,0	2,22
1000	726	661	90,2	59,6	1,82
100	446	381	75,2	44,6	1,40
50	369	304	70,8	40,2	1,24
20	292	227	64,8	34,2	1,09

Таблица 22. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Зоны:  $A = 1920 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 49,1 \text{ час}$ ;  $T = 141,0 \text{ час}$ ;  $Q_b = 70,7 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 35,9 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	1170	1099	117,1	81,2	2,39
1000	796	725	100,4	64,5	1,99
100	491	420	83,9	48,0	1,55
50	408	337	79,0	43,1	1,38
20	325	254	72,5	36,5	1,23

Таблица 23. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Дуба-юрт:  $A = 3174 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 68,7 \text{ час}$ ;  $T = 203,9 \text{ час}$ ;  $Q_b = 100 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 73,4 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	1700	1600	187,0	113,6	3,48
1000	1200	1100	162,2	88,8	3,06
100	758	658	137,6	64,1	2,54
50	640	540	130,0	56,6	2,36
20	526	426	119,8	46,4	2,27

Таблица 24. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Чир-юрт:  $A = 3204 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 69,1 \text{ час}$ ;  $T = 205,2 \text{ час}$ ;  $Q_b = 101 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 74,3 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	1720	1619	188,7	114,4	3,52
1000	1210	1109	163,7	89,4	3,09
100	765	664	138,8	64,5	2,56
50	647	546	131,3	57,0	2,38
20	531	430	120,9	46,6	2,30

Таблица 25. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Хима:  $A = 400 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 17,5 \text{ час}$ ;  $T = 45,6 \text{ час}$ ;  $Q_b = 23,9 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 3,93 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	363	339	27,2	23,3	0,917
1000	221	197	22,4	18,5	0,671
100	126	102	17,9	14,0	0,459
50	100	76,1	16,7	12,8	0,375
20	73,0	49,1	15,1	11,2	0,276

Таблица 26. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Шаро-Аргун:  $A = 844 \text{ км}^2$ ;  $T_p = 28,5 \text{ час}$ ;  $T = 77,6 \text{ час}$ ;  $Q_b = 40,1 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $V_b = 11,2 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$Q_{Mp}$ (м3/с)	$Q_{Mpi}$ (м3/с)	$V_{Mp}$ (106м3)	$V_{Mpi}$ (106м3)	$\lambda$
10000	633	593	54,5	43,3	1,41
1000	407	367	45,8	34,6	1,09
100	241	201	37,4	26,2	0,787
50	194	154	35,0	23,8	0,663
20	148	108	31,9	20,7	0,535

Таблица 27. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Нежилой-ахк:  $A = 988 \text{ км}^2$ ;  $p = 31,7 \text{ час}$ ;  $T = 87,2 \text{ час}$ ;  $Qb = 44,7 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $Vb = 14,0 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$QMr$ (м3/с)	$QMpi$ (м3/с)	$VMp$ (106м3)	$VMpi$ (106м3)	$\lambda$
10000	713	668	63,1	49,1	1,55
1000	462	417	53,2	39,2	1,21
100	277	232	43,7	29,7	0,893
50	224	179	40,9	26,9	0,761
20	172	127	37,3	23,3	0,623

Таблица 28. Элементы для создания гидрограммы больших водяных волн различных возвратных периодов Аргуна в створе плотины ГЭС Улус-Керт:  $A = 1034 \text{ км}^2$ ;  $Tr = 32,7 \text{ час}$ ;  $T = 90,2 \text{ час}$ ;  $Qb = 46,1 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $Vb = 15,0 \cdot 106 \text{ м}^3$

Возвратный период (лет)	$QMr$ (м3/с)	$QMpi$ (м3/с)	$VMp$ (106м3)	$VMpi$ (106м3)	$\lambda$
10000	737	691	65,9	50,9	1,60
1000	480	434	55,6	40,6	1,26
100	288	242	45,7	30,7	0,928
50	233	187	42,8	27,8	0,791
20	280	134	39,1	24,1	0,654

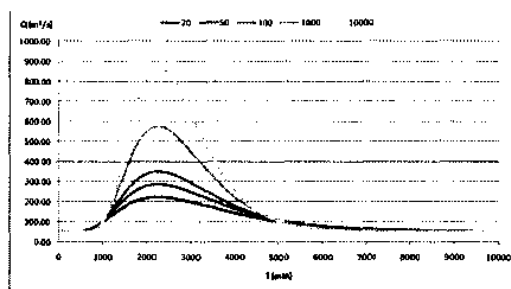


Рис. 24. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Аргуна в створе плотины ГЭС Итум-Кале.

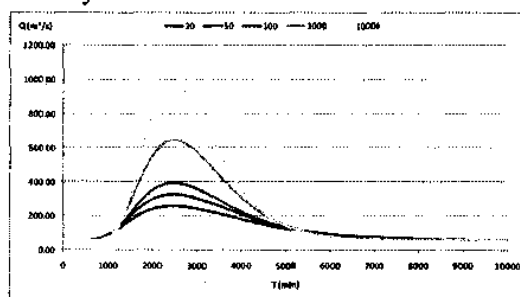


Рис. 25. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Аргуна в створе плотины ГЭС Кокадой.

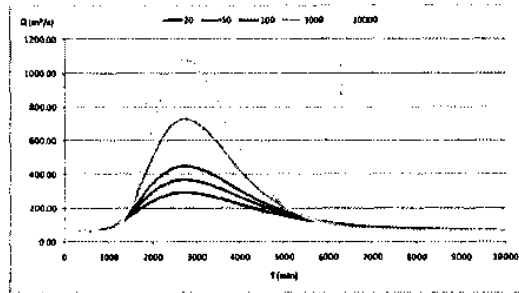


Рис. 26. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Ар-гуна в створе плотины ГЭС Нихалой.

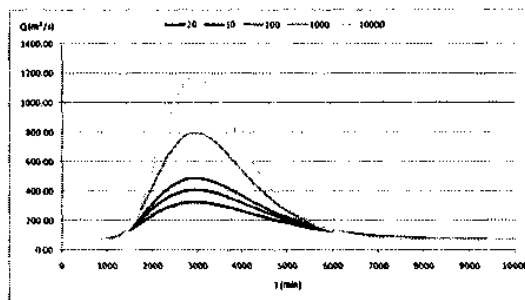


Рис. 27. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Ар-гуна в створе плотины ГЭС Зоны.

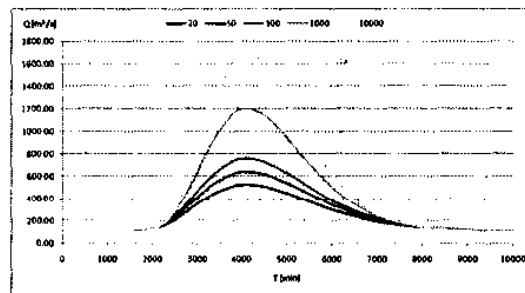


Рис. 28. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Ар-гуна в створе плотины ГЭС Дуба-юрт.

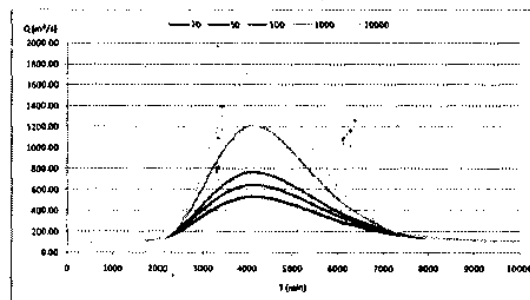


Рис. 29. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Ар-гуна в створе плотины ГЭС Чири-Юрт.

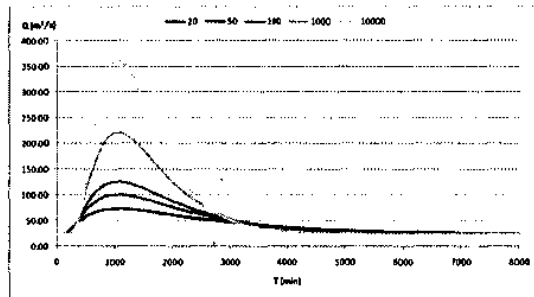


Рис. 30. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Аргуна в створе плотины ГЭС Хима.

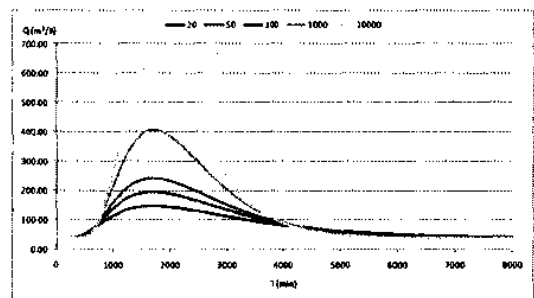


Рис. 31. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Аргуна в створе плотины ГЭС Шаро-Аргун.

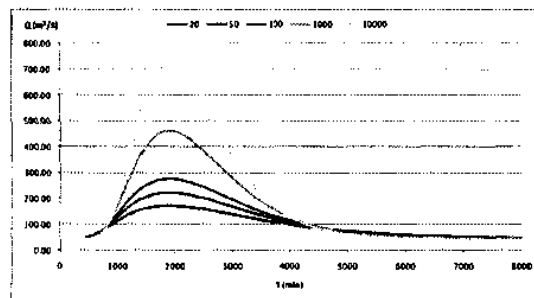


Рис. 32. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Аргуна в створе плотины ГЭС Нежилой-ахк

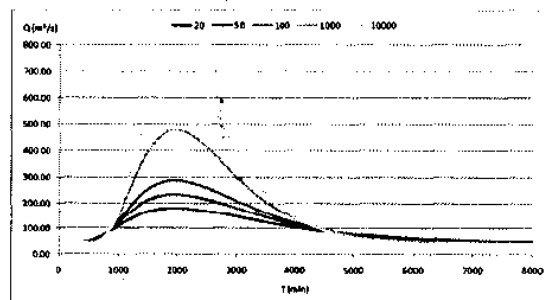


Рис. 33. Гидрограммы больших водяных волн 20 – 10000-летний возвратный период Аргуна в створе плотины ГЭС Улус-Керт.

## 5. МАЛАЯ ВОДА

Малые воды определяются минимальными годовыми средними дневными протоками различных возвратных периодов.

Имеющиеся в распоряжении ряды годовых средних дневных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт из периода (1958 -1981 гг.) являются, с точки зрения статистической обработки малых вод, очень краткими (см. таблица 12).

На основании данных из 4 и 5 столбцов таблицы 12 определены тенденции минимальных годовых средних дневных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт за период (1958 -1981 гг.):

$$Q_{m\dot{c}} = 0,063 t + 8,37$$

$$Q_{mDJ} = 0,052 t + 15,22,$$

где  $t$  – порядковый номер года (по 1 столбцу таблицы 12).

Обе тенденции из периода (1958 -1981 гг.) имеют очень небольшой рост, и между собой отличаются незначительно. В таблице 29 приведены средние дневные расходы Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт по годам из периода обработки (1958 -1981 гг.) и в продолжении, в следующих столбцах расположены по величине. Этим данным добавлена вероятность появления по формуле Н. Н. Чегодаева. Минимальные расходы Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт появляются в одну и ту же дату только в двух годах внутри 24-летнего периода обработки. Коэффициенты вариации минимальных протоков  $c_v$  из таблицы 12 имеют очень близкие значения, в то время, как и знаки коэффициентов асимметрии  $c_s$ , который определяет форму кривых распределения, значительно отличаются друг от друга. Причиной этого является краткость рядов.

В таблице 30 приведены величины минимальных (средних дневных) годовых ротоков различных возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт 2-1000-летних периодов  $Q_{mP}$  и соответствующие минимальные удельные притоки.

Сделано заключение, что имеет смысл рассматривать только до 100-летнего возвратного периода, а по большим возвратным периодам различия по удельным притокам очень значительные.

На рисунке 29 показаны кривые распределения минимальных годовых протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт совместно с расчетными данными.

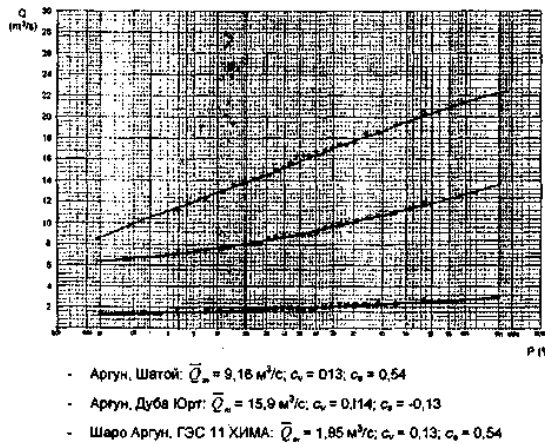


Рис. 34. Минимальные годовые средние дневные протоки различных возвратных периодов: - Аргун, Шатой:  $m Q = 9,16 \text{ м}^3/\text{с}; c_v = 0,13; c_s = 0,54$

- Аргун, Дуба-юрт:  $m Q = 15,9 \text{ м}^3/\text{с}; c_v = 0,114; c_s = -0,13$

- Шаро-Аргун, ГЭС 11 Хима:  $m Q = 1,95 \text{ м}^3/\text{с}; c_v = 0,13; c_s = 0,54$

Таблица 29. Минимальные годовые средние дневные протоки Аргуна  $Q_m$  в профилях Шатой и Дуба-юрт в период (1958 - 1980 гг.)

Пор. ном.	Вероятность появления $P = \frac{m-0,3}{n+0,4} \cdot 100$ (%)	Аргун, $A = 1856 \text{ км}^2$			Аргун, $A = 3174 \text{ км}^2$		
		Шатой $T = 6$ дней			Дуба Юрт $T = 8,5$ дней		
		Месяц и год	$V_{\Sigma}^x$ (106м3) хронолог	$V_{\Sigma}^x$ (106м3) по величине	Месяц и год	$VDJ$ (106м3) хронолог.	$VDJ$ (106м3) по величине
1	2,9	04.02.1958.	7,75	7,49	04.02.1958.	11,2	11,2
2	7,0	18.02.1959.	8,100	7,50	14.02.1959.	17,5	12,3
3	11,1	15.03.1960.	10,9	7,75	25.12.1960.	18,6	12,9
4	15,2	27.02.1961.	8,82	7,96	01.04.1961.	15,2	13,7
5	19,3	27.12.1962.	9,80	8,00	27.12.1962.	17,4	14,0
6	23,4	10.03.1963.	8,06	8,06	14.01.1963.	14,5	14,3
7	27,5	19.01.1964.	10,0	8,30	08.03.1964.	16,9	14,4
8	31,6	16.02.1965.	7,50	8,70	25.02.1965.	16,4	14,5
9	35,7	31.12.1966.	8,30	8,82	06.02.1966.	14,0	15,0
10	39,8	08.02.1967.	7,49	8,82	02.02.1967.	12,3	15,2
11	43,9	11.12.1968.	10,6	8,85	14.02.1968.	18,5	15,7
12	48,0	12.03.1969.	8,15	8,92	27.02.1969.	15,7	16,4
13	52,0	10.03.1970.	9,10	9,00	14.01.1970.	13,7	16,4
14	56,1	19.12.1971.	9,75	9,10	27.12.1971.	17,6	16,4
15	60,2	03.03.1972.	8,85	9,20	06.02.1972.	12,9	16,8
16	64,3	12.03.1973.	10,0	9,79	30.01.1973.	16,8	16,9
17	68,4	04.03.1974.	9,20	9,80	02.02.1974.	14,4	17,0
18	72,5	05.03.1975.	77,96	10,0	14.01.1975.	16,4	17,4
19	76,6	16.02.1976.	8,70	10,0	18.01.1976.	17,0	17,5
20	80,7	28.01.1977.	8,92	10,0	14.01.1977.	16,4	17,6
21	84,8	08.02.1978.	9,00	10,6	14.02.1978.	19,1	18,5
22	88,9	16.02.1979.	11,0	10,9	30.12.1979.	20,5	18,6
23	93,0	26.12.1980.	12,0	11,0	19.02.1980.	15,0	19,1
24	97,1	15.03.1981.	10,0	12,0	05.03.1981.	14,3	20,5
		Ср. значение (м3/с)		9,16			15,9
		$\sigma$ (м3/с)		1,18			2,21
		сv		0,13			0,14
		сs		0,54			-0,13

Таблица 30. Минимальные годовые расходы Аргуна в различных возвратных периодах в профилях Шатой и Дуба-юрт  $Q_{mp}$  по распределению и соответствующие минимальные удельные расходы  $q_{mp}$

Возвратный период (лет)	Аргун, Шатой $A = 1856 \text{ км}^2$		Аргун, Дуба Юрт $A = 3174 \text{ км}^2$	
	$Q_{mp}^{\Sigma}$ (м3/с)	$Q_{mp}^{\Sigma}$ (л/с/км2)	$Q_{mpDJ}$ (м3/с)	$q_{mpDJ}$
1000	6,35	3,42	8,57	2,70
100	6,86	3,70	10,5	3,31
50	7,14	3,85	11,1	3,50
20	7,35	3,96	12,0	3,78
5	8,10	4,37	13,8	4,34
2	9,04	4,87	15,9	5,00

Минимальные годовые расходы различных возвратных периодов Аргуна и Шаро-Аргуна в створах будущих гидроэлектростанций определены на основании минимальных годовых расходов в данных профилях. С учетом того, что средние дневные протоки в створах забора гидроэлектростанций определены на основании средних дневных протоков Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт и редуцированного фактора  $k$  из таблицы 10, в этом случае минимальные годовые протоки различных возвратных периодов Аргуна в профилях Шатой и Дуба-юрт по створу ГЭС Чире-Юрт, умножались на этот коэффициент. В таблице 31 приведен обзор величин минимальных годовых средних дневных протоков воды Аргуна и Шаро-Аргуна в створах забора гидроэлектростанций 5, 20, 50 и 100-летних

возвратных периодов. С этими величинами приведены самый низкий зафиксированный проток  $Q_m$ , средний минимальный проток  $m Q$  и проток 95 % длительности  $Q_{95}$  (по кривым длительности расходов). Значения минимальных расходов из таблицы 31 приняты в качестве приближенных, в связи с краткими рядами входных расчетных данных и способа их определения.

Таблица 31. Минимальные годовые средние дневные протоки различных возвратных периодов Аргуна и Шаро-Аргуна в створах забора гидроэлектростанций

Водоток / створ	$Q_m$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q_{95}$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q_{m5}$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q_{m20}$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q_{m50}$ (м <sup>3</sup> /с)	$Q_{m100}$ (м <sup>3</sup> /с)
I	2	3	4	5	6	7	8
Аргун / ГЭС ИТУМ-КАЛЕ	5,32	6,50	6,46	5,75	5,22	5,076	4,87
Аргун / ГЭС КОКАДОЙ	6,10	7,47	7,42	6,60	5,99	5,82	5,59
Аргун / ГЭС НИХАЛОЙ	6,97	8,52	8,46	7,53	6,84	6,64	6,38
Аргун / водомерная рейка Шатой	7,49	9,16	9,10	8,10	7,35	7,14	6,86
Аргун / ГЭС ЗОНЫ	7,72	9,44	9,38	8,35	7,58	7,36	7,07
Аргун / ГЭС ДУБА-ЮРТ	11,2	15,9	15,8	13,8	12,0	11,1	10,5
Аргун / ГЭС ЧИРИ-ЮРТ	11,3	16,0	15,9	13,9	12,1	11,2	10,6
Шаро Аргун / ГЭС ХИМА	1,59	1,95	1,93	1,72	1,56	1,51	1,45
Шаро Аргун / ГЭС ШАРО-АРГУН	3,22	3,94	3,91	3,48	3,16	3,07	2,95
Шаро Аргун / ГЭС НЕЖИЛО-АХК	3,75	4,58	4,55	4,05	3,68	3,57	3,43
Шаро Аргун / ГЭС УЛУС-КЕРТ	3,90	4,77	4,74	4,22	3,83	3,72	3,57

## 6. НАНОСЫ

По бассейну Аргуна имеются данные об измерении проноса всех наносов (взвешенных и влекомых) только по гидрометрическому профилю Дуба-юрт. Данные, использованные из Отчета: «Эколого-географический прогноз строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Асса», Чечено-Ингушский государственный университет имени Л.Н. Толстого, Грозный, 1990 г., приведены в таблице 32.

Таблица 32. Пронос взвешенных и влекомых наносов Аргуна в профиле Дуба-юрт за период (1950 -1975 гг.)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Проток взвешенных наносов, (кг/с)	0,67	1,2	8,6	49	150	230	370	140	32	6,3	1,4	0,88	84
Проток влекомых наносов, (кг/с)	0,71	0,8	2,8	16	48	74	120	45	10	2,0	0,5	0,28	26
Суммарное количество оттока твердых частиц, (кг/с)	0,88	1,6	11	65	200	300	490	180	42	8,3	1,8	1,2	110

По данным, приведенным в таблице 32 средний годовой пронос наносов составлял 110 кг/с, т.е.  $3,45 \cdot 10^6$  т/год. Из этого 84 кг/с или  $2,63 \cdot 10^6$  т/год относится к взвешенным наносам, а 26 кг/с или  $0,82 \cdot 10^6$  т/год – к влекомым.

В таблице 33 приведена средняя крупность взвешенных наносов Аргуна в профиле Дуба Юрт, а в таблице 34 - средний гранулометрический состав наносов Аргуна в профиле Дуба-юрт.



Таблица 33. Средняя крупность взвешенных наносов Аргуна в профиле Дуба-юрт

Период наблюдения	Содержание частиц (% по массе) диаметра, мм						
	1-0,5	0,5-2	0,2-0,1	0,1-0,05	0,05-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001
1968-75 г.	2,3	11,0	8,9	12,2	37,6	21,0	7,0

Таблица 34. Средний гранулометрический состав гравия, Аргун, профиль Дуба-юрт

Период наблюдения	Содержание частиц (% по массе) диаметра (мм)												
	200-100/100-50	20	10	5	3-2	2-1	0,5	0,5	0,2	0,1	0,05	0,001	
1970-75г.	8,2/11,5	12,5	4,1	11,7	1,7	0,1	0,9	21,0	17,5	10,0	8,2	1,7	

В ранее выполненной обработке гидрологических характеристик реки Аргун по целому бассейну реки площадью  $A = 3600 \text{ км}^2$ , указывается, что общее количество наносов с бассейна Аргуна составляет  $2,5-3,0 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$ .

На основании данных среднего годового проноса наносов Аргуна через профиль Дуба-Юрт от  $110 \text{ кг/с}$  из таблицы 32, т.е.  $3,45 \cdot 10^6 \text{ т/год}$  определены проносы и количества наносов в створах плотин на реке Аргун и на ее притоке Шаро-Аргун. Для такого распределения использовался метод Флеминга (1969.), базирующийся на очень простой зависимости среднего годового количества наносов  $QN$  (т/год.) от среднего годового протока воды  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) для различных типов вегетации в бассейне:

$$QN = aQ^n \text{ (т/год)},$$

$a$  и  $n$  – параметры по Г. Флемингу.

Таблица 35. Значения параметров  $n$  и  $a$  в формуле Флеминга (Г. Флеминг, 1969 г.)

Растительный покров	$n$	$a$
Смешанные лиственные и хвойные леса	1,02	4.000
Хвойные леса и высокая трава	0,82	59.000
Короткая трава, кустарники	0,65	177.000
Пустыня и кустарники	0,72	446.000

С учетом имеющихся в распоряжении обоснований, а в данном случае, это величины бассейнов до отдельных плотин  $A$ , средние протоки в этих створах  $Q$  и распределение отдельных площадей между лесами и лугами  $A_{S+L}$  и площадями без вегетации (голый грунт)  $A_G$ , определены на основании параметров из таблицы 35 отношения по средним годовым проносам наносов с лесных и луговых площадей  $Q'N$  и с площадями без вегетации  $Q''N$ :

$$Q'N = 0,10 Q^{0,82} p' Q \text{ (м}^3/\text{с); } Q'N \text{ (10}^6 \text{ т/год)}$$

$$Q''N = 0,45 Q^{0,72} p'' Q \text{ (м}^3/\text{с); } Q''N \text{ (10}^6 \text{ т/год)},$$

$$Q'_N = 0,10 Q^{0,82} p' \quad Q \text{ (м}^3/\text{с); } Q'_N \text{ (10}^6 \text{ т/год)}$$

$$Q''_N = 0,45 Q^{0,72} p'' \quad Q \text{ (м}^3/\text{с); } Q''_N \text{ (10}^6 \text{ т/год)},$$

где  $Q$  – средний годовой проток, а  $p'$  – часть бассейна, покрытая лесами и лугами и  $p''$  – часть бассейна без вегетации.  $p'$  и  $p''$  – в частях единицы, в соответствии с этим:

$$p' = \frac{A_{S+L} (\%)}{100}$$

$$p'' = \frac{A_G (\%)}{100}$$

Непосредственно вверх по течению от профиля Дуба-юрт в Аргун впадает его самый крупный приток Шаро-Аргун, площадь бассейна которого превышает 1000 км<sup>2</sup>, и при распределении наносов на Шаро-Аргун и находящиеся вверх по течению профили Аргуна, было необходимо скорректировать суммарные величины проноса наносов  $Q'N+Q''N$ , с помощью коэффициента  $c$ , который для данной гидрологической обработки определяется выражением:

$$c = 0,107 \sqrt{A} + 0,4,$$

где  $A$  (км<sup>2</sup>) – величина бассейна.

В таблице 36 приведены результаты расчета средних годовых проносов наносов через створы плотин в бассейне Аргуна. Средние годовые проносы наносов приведены в столбце 12 таблицы 36, а в столбцах 2-11 приведены ранее описанные расчетные величины. В столбце 13 таблицы 36 приведены значения среднего годового удельного вымывания наносов из бассейна:

$$q_N = \frac{Q_N}{A} \quad (\text{т/км}^2/\text{год})$$

А в столбце 14 таблицы 36 приведен средний годовой объем наносов, определенный выражением:

$$V_N = \frac{Q_N}{\rho_N - 1,0} \quad (\text{м}^3/\text{с}),$$

где  $\rho_N$  – средняя плотность наносов.

Для наносов из бассейна реки Аргун принято  $\rho_N = 2,6$  т/м<sup>3</sup> (в формуле объема наносов  $V_N$  константа 1,0 т/м<sup>3</sup> – плотность воды.)

При рассмотрении величин средних годовых удельных вымываний наносов с бассейна  $q_N$  из 13 столбца таблицы 36, можно заметить, что они меняются в соответствии с процентами площадей бассейна в столбцах 5 и 6 таблицы 36. Далее, если в соответствии с описанной процедурой рассчитать пронос и количество наносов по целому бассейну Аргуна ( $A = 3600$  км<sup>2</sup>;  $Q = 53,4$  м<sup>3</sup>/с;  $AS+L = 77\%$ ;  $AG = 23\%$ ) можно получить:  $QN = 3,98 \cdot 106$  т/год.;  $qN = 1,11 \cdot 103$  т/км<sup>2</sup>/год. и  $VN = 2,49 \cdot 106$  м<sup>3</sup>/год., что очень близко данным, приведенным в начале данного раздела ( $2,5 - 3,0 \cdot 106$  м<sup>3</sup>/год.).

Таблица 36. Расчет среднего годового проноса QN и количество наносов VN в бассейне Аргуна в створах плотин будущих гидроэлектростанций

Местоположение	A (km <sup>2</sup> )	A <sup>S+L</sup> (km <sup>2</sup> )	AG (km <sup>2</sup> )	A <sup>S+L</sup> (%)	AG (%)	Q (m <sup>3</sup> /s)	Q <sup>'N</sup> (106т/г.)	Q <sup>''N</sup> (106т/г.)	Q <sup>'N</sup> +Q <sup>''N</sup> (106т/г.)	c	QN (106т/г.)	qN (106т/г.)	VN (106т/г.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Аргун/ГЭС ИТУМ-КАЛЕ	1291	981	310	76	24	20,3	0,90	0,94	1,84	0,78	1,44	1,11	0,90
Аргун/ГЭС КОКАДОЙ	1493	1171	322	78	22	23,3	1,03	0,96	1,99	0,81	1,61	1,08	1,01
Аргун/ГЭС НИХАЛОЙ	17171	1383	334	81	19	26,6	1,19	0,91	2,10	0,84	1,76	1,03	1,10
Аргун/водомерная рейка Шатой	1856	1465	391	79	21	28,6	1,24	1,06	2,30	0,86	1,98	1,07	1,24
Аргун/ГЭС ЗОНЫ	1920	1500	420	78	22	29,5	1,25	1,13	2,38	0,88	2,10	1,09	1,31
Аргун/ГЭС ДУБА-ЮРТ	3174	2460	714	78	22	47,5	1,85	1,60	3,45	1,00	3,45	1,09	2,16
Аргун/ГЭС ЧИРИ-ЮРТ	3204	2472	732	77	23	47,9	1,85	1,68	3,53	1,00	3,53	1,10	2,21
Шаро Аргун/ГЭС ХИМА	400	243	157	61	39	6,07	0,27	0,64	0,91	0,61	0,56	1,39	0,35
Шаро Аргун/ГЭС ШАРО-АРГУН	844	632	212	75	25	12,3	0,59	0,69	1,28	0,71	0,91	1,07	0,57
Шаро Аргун/ГЭС НЕЖИЛОЙ-АХК	988	743	2	75	25	14,3	0,66	0,76	1,42	0,74	1,05	1,07	0,66
Шаро Аргун/ГЭС УЛУС-КЕРТ	1034	7		76	24	14,9	0,70	0,76	1,46	0,76	1,11	1,07	0,69

**Гидроэнергетический анализ вариантов системы и выбор оптимального  
варианта использования бассейна реки Аргун**

**СОДЕРЖАНИЕ**

1.ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БАСЕЙНА .....	85
1.1..... Общие положения о бассейне .....	85
1.2..... Цели и задачи.....	85
2.ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА БАСЕЙНА РЕК АРГУН И ШАРО-АРГУН .....	86
2.1..... Расчет валового потенциала .....	86
2.2..... Расчет валового потенциала на реке Аргун .....	87
2.3..... Расчет валового потенциала на реке Шаро-Аргун .....	90
3.РАЗРАБОТКА ВАРИАНТНЫХ РЕШЕНИЙ .....	93
3.1..... Общие положения.....	93
3.1.1 ..... Река Аргун .....	94
3.1.2 ..... Река Шаро-Аргун .....	95
3.2..... Вариант 1 (рисунки 1, 2, 3) .....	96
3.3..... Вариант 2 (рисунки 4, 5, 6) .....	98
4.ВЫБОР НАИЛУЧШЕГО ВАРИАНТА .....	99
4.1..... Вариант 3 (рисунки 7, 8, 9) .....	100
5.МНОГОЦЕЛЕВОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОД БАСЕЙНА РЕКИ АРГУН .....	102
5.1..... Общие положения .....	102
5.2..... Водоснабжение .....	103
5.2.1 ..... Общие положения .....	103
5.2.2 ..... Система водоснабжения .....	103
5.2.3 ..... Расход воды .....	104
5.2.4 ..... Проектные объемы воды .....	107
5.2.5 ..... Водозаборы .....	110
5.2.6 ..... Подготовка воды для питья – кондиционирование воды .....	111
5.3..... Орошение .....	112
5.3.1 ..... Выравнивающее водохранилище .....	112
5.3.2 ..... Водозаборные сооружения .....	112
5.4..... Решение по транспортному движению.....	114
5.5.     Меры по предотвращению внесения наносов в водохранилище .....	115
6. ПРЕДЛОЖЕНИЕ ВАРИАНТА РЕШЕНИЯ.....	116
7. ЗАЩИТА ОТ НАВОДНЕНИЙ.....	117
8.РИСУНКИ .....	119

## 1. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БАССЕЙНА

### 1.1. Общие положения о бассейне

Чеченская Республика расположена на северо-восточных склонах Большого Кавказского хребта. Общая площадь Чеченской республики составляет около 15,640 км<sup>2</sup>. На западе граничит с Республикой Ингушетией, на северо-западе с Республикой Северная Осетия Алания, на севере со Ставропольским краем, а на востоке с Республикой Дагестан. На юге граница Чеченской Республики пролегает по вершинам горной цепи, отделяющей ее от Грузии. Несмотря на то, что Чеченская Республика занимает относительно небольшую территорию, в ней представлено большое разнообразие природно-климатических и геоморфологических особенностей.

Ее гидрографическую сеть составляют реки Терек, Сунжа, Аргун, Асса и Аксай, и их многочисленные притоки. Среднегодовой объем притока в водотоки составляет 2,85 км<sup>3</sup>, и распределен на 6 655 водотоков общей длиной 23 760 км.

Река Аргун – крупнейший правый приток реки Сунжи, большого притока Терека. Аргун образуется в результате слияния двух рек Чанты-Аргуна и Шаро-Аргуна, но, так как с географической точки зрения пикетаж Аргуна продолжается после его слияния с Шаро-Аргуном, то в дальнейшем для удобства описания принимается, что Аргун и Чанты-Аргун составляют единое целое, т.е. реку Аргун, чьим крупнейшим притоком является Шаро-Аргун. Исток Аргуна находится на северном склоне Главного Кавказского хребта. В верхнем течении Аргун имеет узкое русло с большими скоростями течения. В среднем течении Аргуна долина реки постепенно расширяется, создавая просторную котловину в которую врезано русло реки. В нижнем течении, то есть перед местом впадения в реку Сунжа, Аргун течет по Чеченской равнине и широком русле.

Река Шаро-Аргун – главный приток реки Аргун, а ее устье находится на ПК 47+200. Исток Шаро-Аргуна находится в ледниках Тушетского горного хребта на высоте более 3000 м над уровнем моря. В верхней части в Шаро-Аргун впадают притоки только с правой стороны. В верхнем течении река протекает по ущелью с практически вертикальными склонами с большим продольным уклоном, составляющим 0,05–0,06. В дальнейшем течении Шаро-Аргун создает долину шириной до 100 метров с крутыми склонами, обросшими лесом, а уклон ее постепенно уменьшается.

В рельефе Чеченской Республики преобладают равнины, которые пересекаются горными хребтами, тогда как на остальной территории преобладают горные хребты и долины. Вся территорию характеризует в основном эрозионно-тектонический тип рельефа, кроме северной части, где развит эрозионно-аккумуляционный тип.

Климат на рассматриваемой территории характеризуется большим количеством солнечных дней с малой облачностью, малым числом дней с осадками и сухостью воздуха. Климатические характеристики рассматриваемой территории определены на основании данных, полученных с метеорологических станций Грозный и Ведено, находящихся в Чеченской республике, и станции Ботлих, находящейся в Дагестане.

### 1.2. Цели и задачи

В Чеченской Республике потребности в электроэнергии увеличиваются день ото дня. Согласно прогнозам предполагается, что до 2010 года потребности в электроэнергии будут составлять 2,0 миллиарда кВтч, к 2015 году - 2,6 миллиарда кВтч, а к 2020 потребление составит 4,9 миллиарда кВтч с максимальной установленной мощностью между 500 и 650 МВт.

Правительство Чеченской Республики и «РАО ЕЭС России» (Российское акционерное общество «Единые энергетические системы России») приняли совместное решение о необходимости развития гидроэнергетики на территории Чеченской Республики (Соглашение от 30.07.2004.). Государственная комиссия в составе (Федеральное государ-

ственное унитарное предприятие) «Гипрогор» и ГНИУ (Государственное научно-исследовательское учреждение) «Совет по изучению производственных мощностей» разработала «Концепцию схемы развития и размещения производственных мощностей Чеченской Республики до 2010 года» с рекомендацией, чтобы уже с 2005 года началась реализация проекта по использованию гидроэнергетических ресурсов горных рек на территории Кавказа.

В соответствии с вышесказанным, оптимальным решением является использование гидроэнергетического потенциала рек Аргун и Шаро-Аргун посредством строительства гидроэлектростанций, с целью реализации энергетической программы Чеченской Республики.

## 2. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛА БАССЕЙНОВ РЕК АРГУН И ШАРО-АРГУН

### 2.1. Расчет валового потенциала

Валовый энергетический потенциал – результат имеющихся в наличии объемов воды и уклонов вдоль водотока в его природном состоянии, причем определяется теоретическое значение имеющихся в наличии мощности и энергии, без учета возможных способов использования имеющегося в наличии энергетического потенциала и энергетических потерь, возникающих при этом. Таким способом определяются энергетические характеристики водотока вдоль его течения, брутто мощность и брутто энергия, на основании которых могут быть определены участки энергетического использования.

Определение валового потенциала производится по известным формулам: для мощности  $P$  и энергии  $E$ :

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (\text{кВт})$$

$$E = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot t \quad (\text{кВтч})$$

где:

$\rho$  (кг/м<sup>3</sup>) – плотность воды

$g$  (м/с<sup>2</sup>) – ускорение свободного падения

$Q$  (м<sup>3</sup>/с) – расход

$H$  (м) – уклон

$t$  (часы) – число часов в году

Из указанных соотношений следует, что мощность и энергия пропорциональны произведению расхода и уклона, поэтому для определения брутто энергетического потенциала необходимо определить изменение расхода, как функцию изменения уклона вдоль течения реки. Расход в любой точке, профиле водотока не является постоянной величиной, а представляет собой временной ряд с детерминировано-стохастическими характеристиками. Для данных целей лучше всего подойдет среднее значение, то есть средний расход, как отражение всех расходов за определенный временной период. Продольный уклон водотока можно считать постоянной величиной.

Если характерным точкам водотока, расположенным на абсолютной высоте над уровнем моря будут соответствовать средние расходы, получим изменение среднего расхода, как функцию изменения уклона, то есть "QH" диаграмму. Площадь диаграммы представляет собой произведение среднего расхода и уклона и в определенном масштабе представляет собой общую мощность, соответственно энергию течения, а участок площади между точками, профилями, соответствующими определенным высотам, представляет собой мощность и энергию на участке водотока между теми профилями.

Поэтому, путем планиметрирования "QH" диаграммы по высотам, и умножения на плотность воды и ускорение свободного падения определяется значение мощности участ-

ка водотока в «кВт» между выбранными высотными профилями, а умножением этих значений на количество часов в году определяется годовая валовая энергия участка водотока в «кВтч». Суммированием этих значений от истока до устья получим общую мощность, соответственно энергию водотока.

Каждая точка, соответствующая определенной высоте на диаграмме "QH", связана с пикетажами продольного профиля водотока, поэтому суммарные линии брутто мощности и энергии водотока можно нанести на его продольный профиль. Этим способом получаем «энергетический продольный профиль водотока», который наглядно отражает прирост брутто мощности и энергии вдоль всего течения.

Если удельную мощность отдельных участков водотока разделить на длину участка, получим специфическую мощность водотока в «кВт/км. Эта величина очень хорошо отражает энергетические характеристики отдельных участков водотока.

Указанная методология применялась при анализе всей протяженности реки Аргун от ПК 0+000 до ПК 128+900, а также ее главного притока Шаро-Аргуна от устья до ПК 100+000.

## 2.2. Расчет валового потенциала на реке Аргун

Методология, описанная в предыдущем пункте, применялась при расчете брутто потенциала реки Аргун. В Первом шаге выполнен продольный профиль реки с отображением дна русла, а также показан продольный уклон реки по участкам профиля. Из представленного продольного профиля видно, что в верхнем течении продольные уклоны составляют около 2 %, а потом постепенно уменьшаются. В среднем течении наблюдается тенденция к уменьшению уклонов, хотя присутствуют участки с местами сильного концентрированного уклона, достигающего, 11,5 %, которые находятся около ПК 70+000. В нижнем течении река преимущественно мирная и продольные уклоны не превышают 0,5 %.

На диаграмме на рис. 1 показаны продольные уклоны по участкам течения и представлено кумулятивное изображение средних продольных уклонов на отдельных участках, которое более наглядно отражает изменения уклонов русла реки Аргун.

На диаграмме показаны большие уклоны, равные 2,5 % в верхнем течении, которые преобладают на участке от ПК 130+000 до ПК 100+000 реки Аргун. В среднем течении от ПК 100+000 до ПК 40+000 преобладает постепенное уменьшение уклонов, и их средняя величина составляет приблизительно 1,2 %. Нижнее течение от ПК 40+000 до устья характеризует более спокойное течение со средним уклоном меньшим 1 %.

Наряду с изображением продольного уклона реки для расчета брутто потенциала важным является и распределение расходов вдоль течения реки, которое изображено на диаграмме на рис. 3.

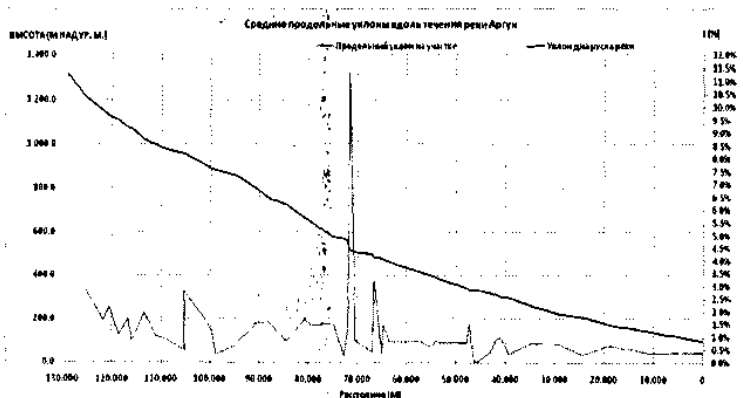


Рис. 1. Средние продольные уклоны вдоль течения реки Аргун

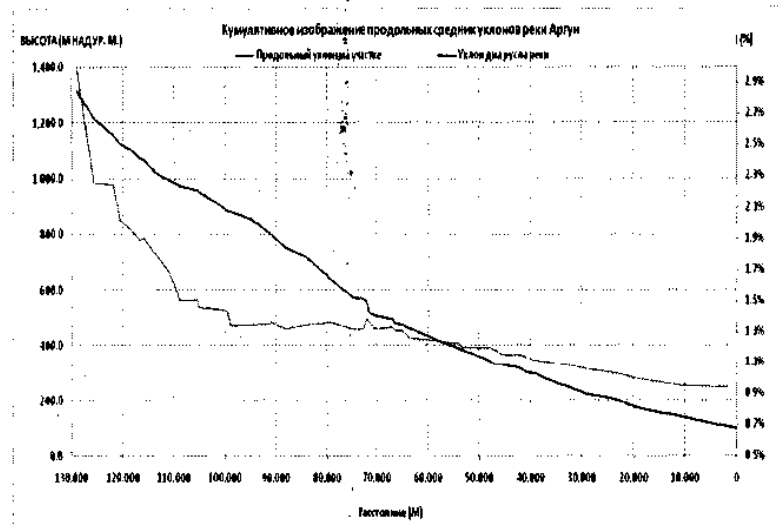


Рис. 2. Кумулятивное изображение продольных средних уклонов реки Аргун

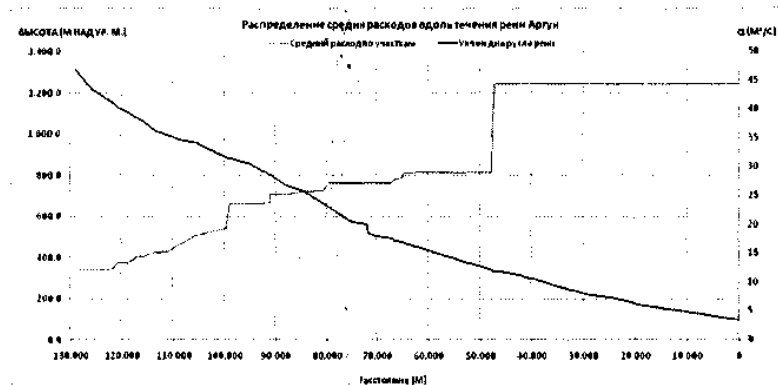


Рис. 3. Распределение средних расходов вдоль течения реки Аргун

На диаграмме расходы в верхних участках реки варьируются в интервале от  $12 \text{ м}^3/\text{с}$  до  $20 \text{ м}^3/\text{с}$ . На ПК 100+000 происходит резкое увеличение расхода с  $20 \text{ м}^3/\text{с}$  до  $25 \text{ м}^3/\text{с}$ . После скачка расходы вдоль по течению постепенно увеличиваются до  $28 \text{ м}^3/\text{с}$  до ПК 47+000. На этом пикетаже находится и крупнейший приток Шаро-Аргун, который вызывает значительное увеличение расходов до  $44 \text{ м}^3/\text{с}$ , наблюдаемых далее вдоль по течению Аргуна вплоть до устья.

На основании указанных диаграмм произведен расчет мощности течения вдоль реки. Используя формулу (1) на рассматриваемых профилях рассчитана удельная мощность течения вдоль русла реки, разделив которую на расстояние между профилями, получим специфическую мощность в кВт/км, изображенную на диаграмме на рис. 4.

Интерполяцией диаграммы специфической мощности течения, изображенной на рис. 4, получаем интерполированную суммарную кривую мощности течения вдоль русла реки Аргун, изображенную на рис. 5.



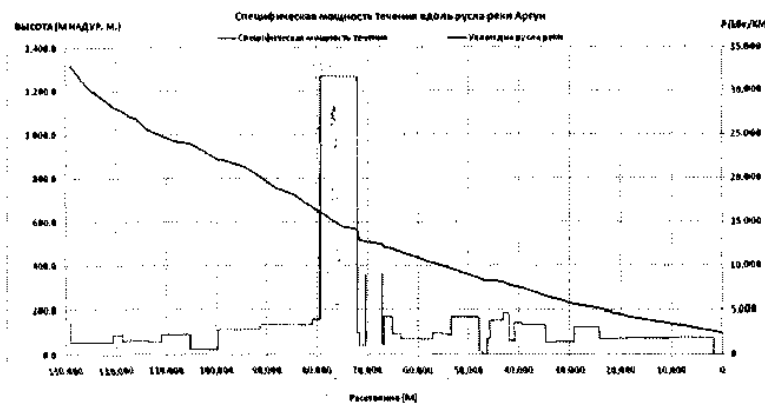


Рис. 4. Специфическая мощность течения вдоль русла реки Аргун

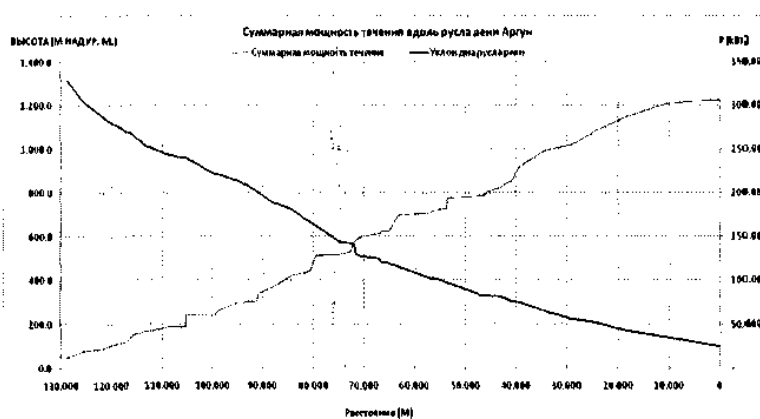


Рис. 5. Суммарная мощность течения вдоль русла реки Аргун

Анализируя диаграмму специфической мощности течения, изображенной на рис. Б. 4, видим, что максимальная мощность течения появляется на участке от ПК 80+000 до ПК 70+000, который является самым выгодным участком для строительства. Так как этот участок относительно короток, а диаграмма суммарной мощности течения имеет наибольший градиент на участке от ПК 100+000 до ПК 25+000, река делится на несколько участков, для более ясного выявления лучшего участка для использования, относительно мощности течения.

Река Аргун разделена на пять участков, на которых анализировалась специфическая мощность течения для определения лучших потенциальных мест для строительства. Лучшим местом оказался участок от ПК 100+000 до ПК 70+000, на котором специфическая мощность течения составила 2440 кВт/км.

Другой оптимальный участок расположен вниз по течению от первого, на участке от 70,00 до 47,00 реч. км., на котором специфическая мощность составила 2060 кВт/км. Третий участок самый нижний вниз по течению находится на участке от ПК 25+000 до устья. Специфическая мощность течения на нем составляет 1980 кВт/км. Четвертый участок расположен между 47+000 – 25+000 реч. км., со специфической мощностью течения равной 1830 кВт/км. Самый верхний вверх по течению участок, находящийся между ПК 130+000 и ПК 100+000, оказался наименее выгодным, со специфической мощностью течения составляющей 1750 кВт/км.

Умножая участки суммарных течений вдоль русла Аргуна на временную компоненту, получаем суммарную энергию течения вдоль русла реки Аргун.

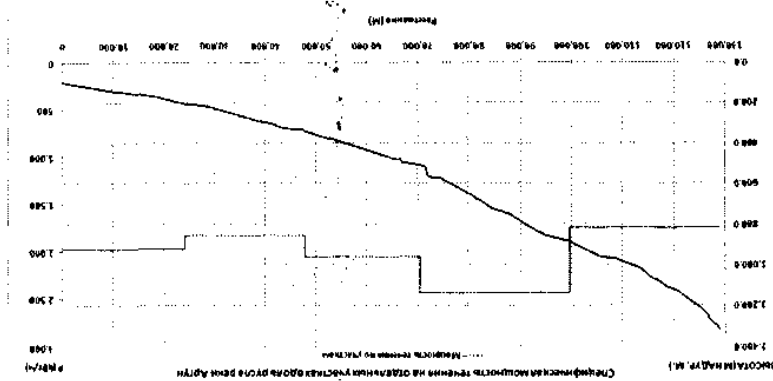


Рис. 6. Специфическая мощность течения на отдельных участках вдоль русла реки Аргун

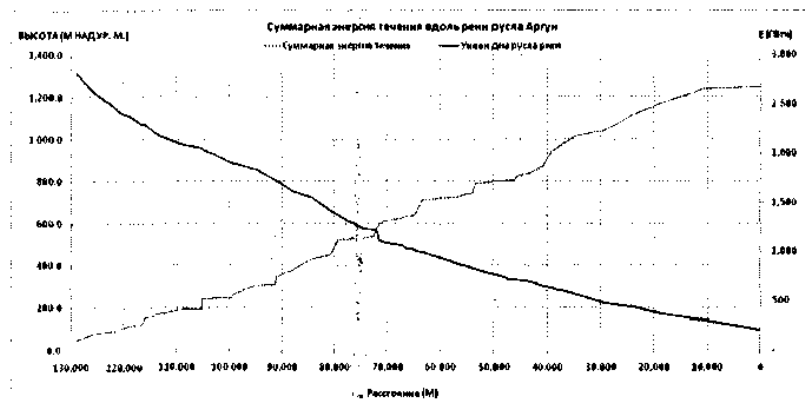


Рис. 7. Суммарная энергия течения вдоль реки русла Аргун

По расчетам общая мощность реки Аргун составляет 305.185 кВт, средняя специфическая брутто мощность 2.368 кВт/км, а средняя брутто энергия 2.673,42 ГВтч, что отражено на диаграмме на рис. 7.

Распределение брутто мощности и энергии вдоль течения Аргуна изменяется, а так как единственными определяющими факторами мощности и энергии являются продольный уклон и расход, то анализ распределения брутто мощности и валовой энергии выполнен по участкам течения Аргуна, которые определены продольным уклоном. При помощи изображенных диаграмм выбраны варианты створов.

### 2.3. Расчет валового потенциала на реке Шаро-Аргун

Тот же метод, как и в случае реки Аргун, применялся для определения брутто потенциала на реке Шаро-Аргун. На продольном профиле сначала показан уклон дна русла реки Шаро-Аргун и продольный уклон на участках профиля.

Из диаграммы распределения продольных уклонов вдоль течения реки Шаро-Аргун видно резкое возрастание продольного уклона реки на 7,5% от ПК 70+000 до ПК 50+000. На участках, расположенных вниз по течению, продольные уклоны постепенно уменьшаются, что видно из диаграммы на рис. 8.

На основании анализа среднего продольного течения реки Шаро-Аргун с указанными продольными уклонами на участках течения выполнено кумулятивное изображение средних продольных уклонов по участкам продольного течения, которое дает более наглядное изображение изменения уклона русла.

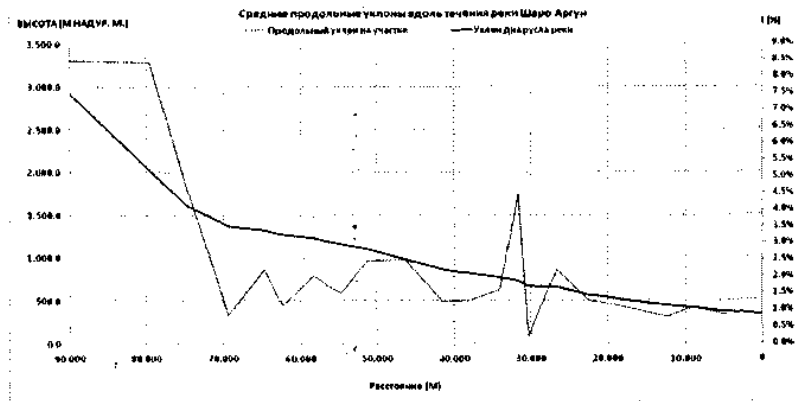


Рис. 8. Средние продольные уклоны вдоль течения реки Шаро-Аргун

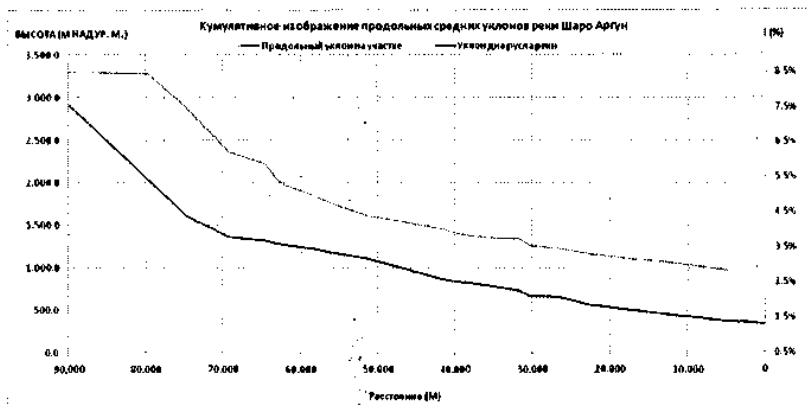


Рис. 9. Кумулятивное изображение продольных средних уклонов реки Шаро-Аргун

Диаграмма на рис.9. показывает, что большие уклоны, составляющие 8,5%, наблюдаются в верхнем течении и преобладают на участке от ПК 90+000 до ПК 80+000 реки Шаро-Аргун. В среднем течении от ПК 80+000 до ПК 50+000 происходит уменьшение уклонов русла с 8,5% на ПК 80+000 до 4,5% на ПК 50+000. Нижнее течение реки от ПК 50+000 до устья характеризуется мирным течением с небольшим уклоном русла, которое варьируется от 4,5% на ПК 50+000 до 1,3% в устье реки.

Кроме продольного уклона для расчета брутто потенциала необходим и объем расходов на рассматриваемой территории. Диаграмма на рис.10 показывает распределение расходов вдоль течения реки Шаро-Аргун.

На самом верхнем вверх по течению участке, на котором преобладают самые большие продольные уклоны, средние расходы варьируются в промежутке 1-4 м<sup>3</sup>/с. Вниз по течению объемы расходов равномерно увеличивается и в месте впадения реки Шаро-Аргун в Аргун расход составляет 17 м<sup>3</sup>/с.

При помощи диаграмм рассчитана мощность течения реки Шаро-Аргун. При помощи формулы (1) на рассматриваемых профилях рассчитана парциальная мощность течения вдоль русла реки, деление которой на расстояние между профилями дает специфическую мощность в кВт/км, изображенную на диаграмме на рис.11.

Интерполяция диаграммы специфической мощности течения дает суммарную мощность течения реки Шаро-Аргун, изображенную на диаграмме на рис. 12.

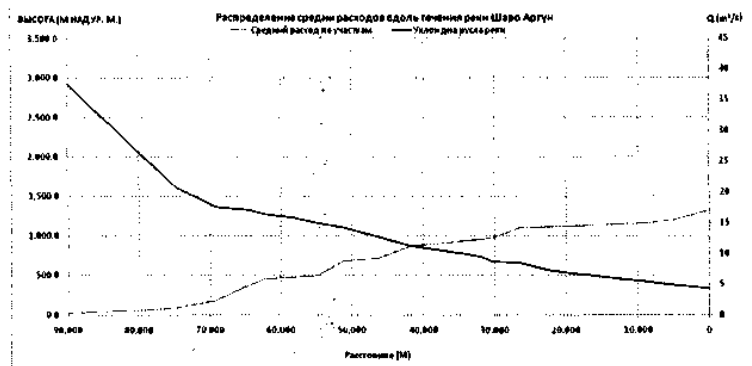


Рис. 10. Распределение средних расходов вдоль русла р. Шаро-Аргун

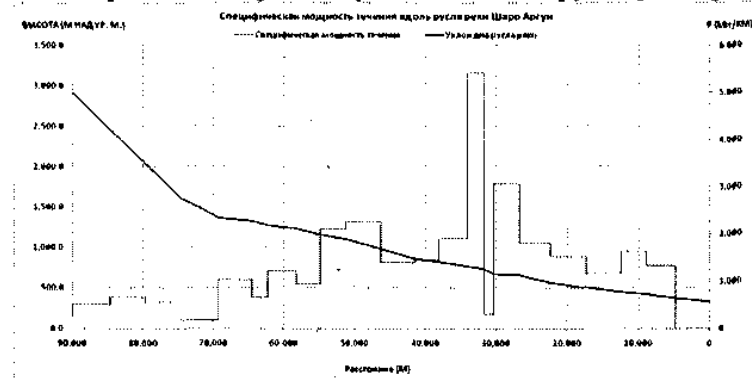


Рис. 11. Специфическая мощность течения вдоль русла р. Шаро-Аргун

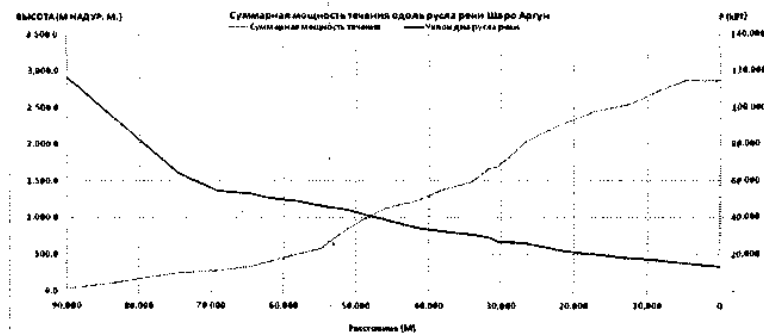


Рис. 12. Суммарная мощность течения вдоль русла р. Шаро-Аргун

Река Шаро-Аргун разделена на три участка, на которых рассматривалась специфическая мощность. Первый, наивысший вверх по течению, участок от ПК 90+000 до ПК 60+000, наименее пригоден для строительства гидроэлектростанции, так как специфическая мощность течения составляет 160 кВт/км. Второй участок от ПК 58+000 до ПК 30+000 более благоприятен и специфическая мощность течения на нем составляет 1200 кВт/км. Третий участок от ПК 30+000 до устья реки Шаро-Аргун является самым благоприятным для строительства, так как специфическая мощность течения на нем составляет 1390 кВт/км, рис.13.

Умножая мощность течения на участках реки Шаро-Аргун на время, получаем суммарную энергию вдоль течения реки, которая изображена на диаграмме на рис.14.

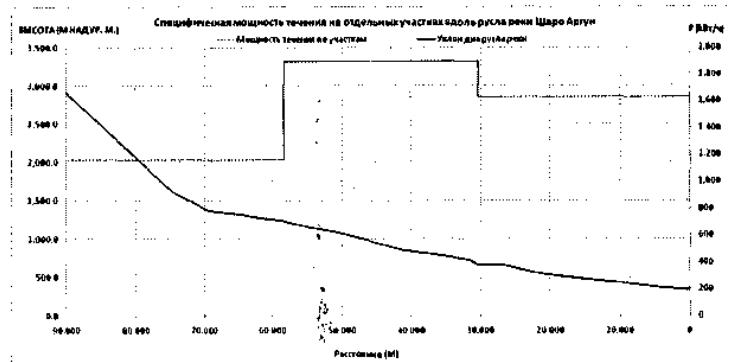


Рис. 13. Специфическая мощность течения на отдельных участках вдоль р. Шаро-Аргун.

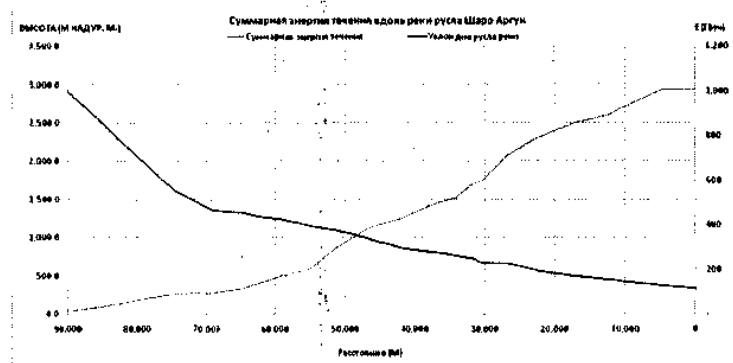


Рис. 14. Суммарная энергия течения вдоль русла р. Шаро-Аргун.

По расчетам общая мощность реки Шаро-Аргун составляет 114.700 кВт, средняя специфическая валовая мощность 1.420 кВт/км, а средняя брутто энергия 1.000 ГВтч.

Распределение брутто мощности и энергии вдоль течения Шаро-Аргуна изменяется, а так как единственными определяющими факторами мощности и энергии являются продольный уклон и расход, то анализ распределения брутто мощности и брутто энергии выполнен по участкам течения Шаро-Аргуна, которые определены продольным уклоном. При помощи изображенных диаграмм выбраны варианты створов.

### 3. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТНЫХ РЕШЕНИЙ

#### 3.1. Общие положения.

Выработка вариантных решений подразумевает выбор мест перегораживания рек с целью создания водохранилищ, деривационных объектов и гидроэлектростанций, которые позволят как можно больше использовать природный брутто потенциал течения при соблюдении существующих ограничений.

При выборе мест расположения перечисленных объектов необходимо принимать во внимание их основное предназначение:

- что они служат для осуществления концентрации уклона, т.е. концентрации мощности речного течения и что они обладают возможностями аккумуляции большого объема воды, используемой приплотинными гидроэлектростанциями или которая по деривационным сооружениям подводится к гидроэлектростанции, где используется общая достигнутая концентрация уклона;

- что формирование водохранилищ, в зависимости от способа использования и объема, оказывает влияние на регулирование водного режима в смысле повышения низкого уровня вод и снижения высокого уровня вод.

Перед тем как рассматривать возможности строительства плотин, необходимо проанализировать морфологию русел рек Аргун и Шаро-Аргун, а также указать все существующие ограничения, которые могли бы усложнить или сделать невозможным строительство указанных гидроэлектростанций.

### 3.1.1 Река Аргун

Исток реки Аргун находится на северных склонах Главного Кавказского хребта, в 150 км от устья реки, в месте ее впадения в реку Сунжа, чьим крупнейшим правым притоком является Аргун. По типу течения принадлежит северокавказскому типу рек, который характеризуется наводнениями и высокими уровнями вод в теплое время года (IV-X), и постоянным уровнем воды в зимний период. Гидрологический режим более детально описан в 1.

Исток Аргуна находится на высоте около 3000 м над ур. м. В верхнем течении в него с обеих сторон впадает большое число притоков, подпитываемых из ледников и ледяных полей с ближайших горных хребтов. На участке от ПК 130+000, где начинается граница Чеченской Республики, до ПК 100+000 река течет по узкому руслу с крутыми склонами, обросшими густыми лесами. С левой стороны в нее впадает множество притоков с очень мутными водами. Самые крупные притоки, впадающие в Аргун: на ПК 120+000 приток Мешели, на ПК 116+400 приток Бастыхи, на ПК 111+050 приток Майртуп, на ПК 108+800 приток Гешичу, на ПК 105+200 приток Нидорой.

Этот участок наименее пригоден для строительства гидроэлектростанций, так как его специфический энергетический потенциал наименьший на всем протяжении реки, как было указано ранее, составляет 1750 кВт/км.

Другой рассматриваемый участок от ПК 100+000 до ПК 70+000. На нем находятся населенные пункты Итум-Кале на ПК 89+500, Кокадой на ПК 87+200 и Нихалой на ПК 71+200, являющиеся ограничивающим фактором, так как уровень, при котором наступает угроза затопления населенных пунктов, составляет: для Итум-Кале - 780 м над уровнем моря, для Кокадой - 765 м над уровнем моря и для Нихалой - 580 м над уровнем моря

Самые крупные притоки на рассматриваемом участке на ПК 99+600 приток Тангийорх, на ПК 98+900 приток Кериго, на ПК 91+250 приток Начаройахк, на ПК 88+000 приток Хердихойерх, на ПК 88+800 приток Дзумесерх, на ПК 88+700 приток Мулканека.

От населенного пункта Итум-Кале река Аргун поворачивает на север и до населенного пункта Шатой течет в северо-восточном направлении. Около населенного пункта Итум-Кале левый берег реки очень крутой и состоит из твердого известняка, а русло реки сужается до всего 35 метров. Вниз по течению от Итум-Кале долина расширяется и местами достигает 1 км. В одиннадцати километрах вниз от Итум-Кале Аргун пересекает высокий массивный гипсовый горный хребет, где река протекает в узком ущелье до края участка. Рассматриваемый участок самый благоприятный для строительства, его специфическая мощность течения составляет 2440 кВт/км.

Третий участок простирается от ПК 70+000 до ПК 47+000. На этом участке находятся населенные пункты Вашиндар на ПК 68+000 (уровень, при котором наступает угроза затопления населенного пункта, составляет 509 м над уровнем моря), Шатой на ПК 66+500 (уровень затопления 500 м над уровнем моря), Вниз по течению от Шатой находится Зоны на ПК 55+500 (уровень затопления 460 м над ур. м.), Ярыш-Марды на ПК 52+000 (уровень затопления 420 м над ур. м.), Чишки на ПК 48+800 (уровень затопления 370 м над уровнем моря), Дачу-Борзой на ПК 48+000 (уровень затопления 370 м над уровнем моря). После населенного пункта Дачу Борзой сливаются реки Аргун и Шаро-Аргун. Самые крупные притоки на рассматриваемом участке: Вердиерх на ПК 66+600, Сюжи на ПК 65+000 и Гойчу на ПК 47+800, перед крупнейшим притоком Шаро-Аргуном.

В начале участка река протекает по широкому руслу до населенного пункта Зоны, где ущелье сужается. По узкому ущелью река течет до населенного пункта Дачу Борзой, где сливается с Шаро-Аргуном. Это второй благоприятный для строительства гидроэлек-

трянций участок, так как специфическая мощность течения на нем составляет 2060 кВт/км.

Нижние участки от ПК 47+000 до устья характеризуются широким руслом реки, подверженном эрозии, поэтому река формирует несколько рукавов, которые постоянно меандрируют. Так как долина постепенно расширяется и становится все слабее выражена, продольный уклон реки все больше уменьшается, а ширина русла варьируется от 300 до 1000 метров в самом нижнем вниз по течению участке. Хотя на рассматриваемом участке реки специфическая мощность течения лишь немного меньше, чем на участках, расположенных выше по течению и составляет 1750-2000 кВт/км, топография участка и заселенность оставляют слишком мало благоприятных мест для строительства гидроэлектростанций.

### 3.1.2 Река Шаро-Аргун

Река Шаро-Аргун берет начало в ледниках Тушетского хребта на высоте более 3000 м над уровнем моря (под развалинами с. Сандухой). Общая протяженность реки составляет около 92,00 км. Это крупнейший приток реки Аргун, в которую он впадает на ПК 47+200. Режим течения реки Шаро-Аргун аналогичен режиму течения Аргуна. В теплое время года преобладают высокие уровни воды, а в зимнее время низкие уровни.

Первый участок простирается от истока до ПК 58+800. В верхнем течении в Шаро-Аргун впадают малые притоки только справа. Первый большой приток – Данейлам-хи на ПК 74+650, затем идут Хуландой-ахк на ПК 69+290 и Хашелдой-ахк на ПК 64+600.

На участке до устья реки Данейлам-хи наблюдаются большие продольные уклоны, достигающие 0,05 – 0,06, и река течет в ущелье с практически вертикальными склонами. В месте слияния рек Хуландой-ахк и Шаро-Аргуна образуется долина шириной до 100 м с крутыми склонами, обросшими лесом. После слияния реки Хуландойахк уклон уменьшается и достигает 0,02. Рассматриваемый участок обладает наименьшей энергетической мощностью течения, так как специфическая мощность участка составляет только 160 кВт/км. Причина в очень малых расходах реки на данном участке.

Второй участок от ПК 58+000 до ПК 30+000. Значительные притоки на нем: Кенхи на ПК 51+320, Келой-ахк на ПК 41+530, Инз-ахк на ПК 34+070, Сунхай-ахк на ПК 30+360. Населенный пункт Хима находится на ПК 56+200, а уровень, при котором наступает угроза затопления населенного пункта, составляет 1200 м над уровнем моря

От устья Хашелдоя до населенного пункта Хима средние продольные уклоны составляют 0,01. После слияния реки Хашелдой долина реки Шаро-Аргун становится шире, а уклоны меньше. Около населенного пункта Кенхи Шаро Аргун меняет направление течения с северо-восточного на северо-западное и течет так до слияния с рекой Чанты-Аргун.

Специфическая мощность течения на втором участке составляет 1200 кВт/км и этот участок более благоприятен для использования в энергетических целях, чем участок, расположенный вверх по течению.

Третий участок от ПК 30+000 до устья с Аргуном имеет аналогичные с предыдущим участком характеристики течения. Крупные притоки реки Шаро-Аргун на этом участке: Нежилой-ахк на ПК 26+700 и Абазулгд на ПК 4+840. На рассматриваемом участке расположены два населенных пункта: Шаро-Аргун на ПК 29+000 (уровень, при котором наступает угроза затопления населенного пункта, составляет 700 м над уровнем моря) и Улус-Керт на ПК 5+200 (уровень затопления составляет 440 м над уровнем моря)

Этот участок наиболее благоприятен для использования в энергетических целях, так как мощность течения реки составляет 1390 кВт/км.

Рассмотрев все участки рек Аргун и Шаро-Аргун, возможности и ограничения, связанные со строительством гидроэлектростанций и преимущества строительства, связанные с мощностью течения, определены два варианта, в которых предлагается построить различные типы гидроэлектростанций.

Приняв во внимание все имеющиеся в наличии топографические, географические, геологические и остальные исходные данные, результаты анализов, а также наличие населенных пунктов, как основной ограничивающий фактор при строительстве гидроэлектростанций, определены первые два варианта строительства. Основным критерием при выборе уровня подпора водохранилища было обеспечение безопасности указанных выше населенных пунктов от затопления при контролируемом пропуске вод через водохранилища. Для бетонных плотин рассматривался 1000-летний, а для каменно-земляных плотин 10000-летний период повторяемости.

Типы и основные характеристики плотин выбраны на основании имеющихся данных о морфологических условий, условий установки оснований, экономических анализов, а также рекогносцировки потенциальных створов.

### 3.2. Вариант 1 (Рисунки 1, 2, 3)

Первый вариант включает 7 гидроэлектростанций на реке Аргун и 4 на реке Шаро-Аргун.

Первые две гидроэлектростанции Чири-юрт и Дуба-юрт расположены после впадения притоки Шаро-Аргуна в реку Аргун, и только они в свои водохранилища принимают воды из обеих рек. Створ плотины Чири-юрт предусмотрен на ПК 39+350, а створ плотины Дуба Юрт на ПК 46+350. Из-за длины створа, а также морфологических характеристик местности, плотина на водохранилище Чири-юрт предусмотрена как каменно-земляная приплотинного типа с уровнем подпора 332 м над уровнем моря

Из-за неуверенности при выборе типа плотины водохранилища Дуба Юрт проведен анализ рентабельности строительства каменно-земляной или бетонной плотины в зависимости от высоты.

Выбранный уровень подпора 332 м., поэтому высота плотины равна 59 м и из диаграммы на рис.15 следует, что обосновано строительство бетонной приплотинной плотины.

После ГЭС Дуба Юрт следующей вверх по течению по реке Аргун предусмотрено водохранилище ГЭС Зоны на ПК 58+250. Выбор типа плотины осуществлен на основании анализа рентабельности строительства каменно-земляной и бетонной плотины в зависимости от высоты.

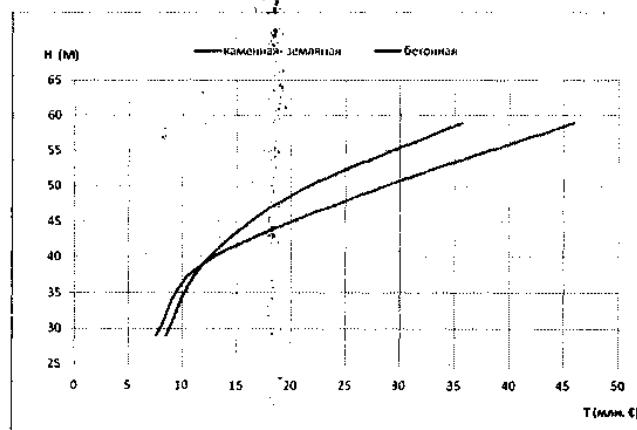


Рис. 15. Анализ рентабельности строительства плотины Дуба Юрт в зависимости от высоты и расходов на строительство



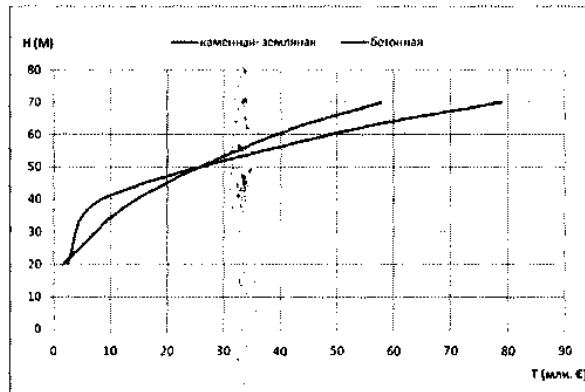


Рис. 16. Анализ рентабельности строительства плотины Зоны в зависимости от высоты и расходов на строительство

Выбранный уровень подпора 495 м над уровнем моря, поэтому высота плотины равна 62 м и из диаграммы на рис. 16 следует, что обосновано строительство бетонной плотины. ГЭС Зоны предусмотрена с деривационным сооружением, в котором машинное отделение было бы размещено на ПК 54+100.

Следующая за ГЭС Зоны запланирована ГЭС Шатой, расположенная на ПК 63+250. Морфологические характеристики местности и условия установки фундамента на месте расположения ГЭС Шатой определили строительство бетонной плотины приплотинного типа. Уровень подпора ГЭС Шатой составляет 495 м над уровнем моря. Створ плотины ГЭС Нихалой размещен на ПК 72+250. Плотина ГЭС Нихалой относится к деривационному типу, а машинное отделение ее размещено на ПК 69+300. Выбор типа плотины водохранилища осуществлен на основании анализа рентабельности строительства каменно-земляной и бетонной плотины в зависимости от высоты.

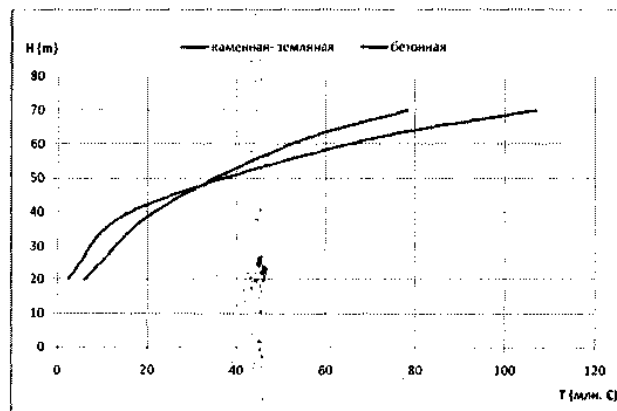


Рис. 17. Анализ рентабельности строительства плотины Нихалой в зависимости от высоты и расходов на строительство.

Выбранный уровень подпора 635 м над уровнем моря, поэтому высота плотины равна 57 м и из диаграммы на рис.17 следует, что обосновано строительство бетонной плотины.

Гидроэлектростанции Кокадой и Итум-Кале последние на реке Аргун. ГЭС Кокадой запланирована как гидроэлектростанция приплотинного типа на ПК 72+290. Итум-Кале запланирована как деривационная гидроэлектростанция, у которой плотина водохранилища расположена на ПК 92+510, а машинное отделение на ПК 88+420. Из-за мор-

фологии долины в местах расположения створов, как логичное решение выбраны плотины каменно-земляного типа.

На реке Шаро-Аргун первая запланированная гидроэлектростанция Улус-Керт. Она относится к деривационному типу, плотина водохранилища расположена на ПК 14+150, а машинное отделение гидроэлектростанции на ПК 8+700. Морфология долины, которая показана на топографических картах, указывает на узкое русло с крутыми берегами, которые очень подходят для строительства бетонной плотины. Уровень подпора водохранилища определен на 550 м над уровнем моря.

Вверх по течению от ГЭС Улус-Керт запланированы ГЭС Нежилой-ахк, ГЭС Шаро-Аргун и последняя ГЭС Хима. Из-за аналогичных характеристик русла ГЭС Нежилой-ахк и ГЭС Шаро-Аргун предусмотрены, как и ГЭС Улус-Керт, как бетонные плотины, только приплотинного типа. Плотина водохранилища ГЭС Нежилой-ахк находится на ПК 21+950 с уровнем подпора 690 м над уровнем моря, а плотина водохранилища ГЭС Шаро-Аргун находится на ПК 31+650 с уровнем подпора 835 м над уровнем моря.

ГЭС Хима предусмотрена как деривационная гидроэлектростанция, у которой плотина водохранилища расположена на ПК 58+250, а машинное отделение на ПК 39+640. На створе морфология долины, а также условия установки фундамента больше соответствуют строительству плотин каменно-земляного типа, который и выбран. Уровень подпора в водохранилище определен на 1335 м над уровнем моря.

Далее в таблицах 1 – 2. отражен первый вариант строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Шаро-Аргун.

Таблица 1. Строительство гидроэлектростанций на р. Аргун и Шаро-Аргун вариант 1 (рисунок 2)

Гидроэлектростанция	ПК плотины (км)	ПК машинного отделения (км)	Тип сооружения	Уровень подпора, м.
ГЭС Чири-Юрт	39+350		Приплотинная	332
ГЭС Дуба-Юрт	46+350		Приплотинная	390
ГЭС Зоны	58+250	54+100	Деривационная	455
ГЭС Шатой	63+250		Приплотинная	495
ГЭС Нихалой	72+250	69+300	Деривационная	635
ГЭС Кокадой	72+290		Приплотинная	760
ГЭС Итум-Кале	92+510	88+420	Деривационная	945

Таблица 2. Строительство гидроэлектростанций на р. Шаро-Аргун – вариант 1 (рисунок 3)

Гидроэлектростанция	ПК плотины (км)	ПК машинного отделения (км)	Тип сооружения	Уровень подпора (м)
ГЭС Улус-Керт	14+150	8+700	Деривационная	550
ГЭС Нежилой-ахк	21+950		Приплотинная	690
ГЭС Шаро-Аргун	31+650		Приплотинная	835
ГЭС Хима	58+250	39+640	Деривационная	1335

### 3.3 Вариант 2 (рисунки 4, 5, 6)

Всего 8 гидроэлектростанций, из которых 5 запланировано на реке Аргун, а 3 на реке Шаро-Аргун. Типы плотин аналогичны типам из Варианта 1, так как не произошло значительных перемещений створов плотин. Створы перемещались на небольшие рас-

стояния вдоль каньона, и морфология местности и геологические условия не менялись настолько, чтобы возникла необходимость в изменении типа плотины.

В Варианте 2 перемещена ГЭС Зоны на ПК 59+950, т.е. на 1,7 км вверх по течению от места расположения ГЭС в первом варианте. Новый уровень подпора водохранилища ГЭС Зоны составляет 490 м над уровнем моря, а машинное отделение осталось на старом месте.

ГЭС Кокадой предусмотрена как деривационная гидроэлектростанция, у которой плотина водохранилища расположена на ПК 79+290, уровень подпора составляет 760 м над ур. м., а машинное отделение расположено на ПК 68+600. Указанные изменения привели бы к уменьшению расходов на строительство для двух гидроэлектростанций, причем часть энергетического уклона реки использовалась бы деривационными объектами и гидроэлектростанциями на новом месте расположения.

Участок реки Шаро-Аргун от плотины Нежилой-ахк до места расположения машинного отделения ГЭС Улус-Керт из варианта 1, на котором течение реки энергетически используется деривационным сооружением ГЭС Улус-Керт и приплотинным сооружением ГЭС Нежилой-ахк, в варианте 2 используется ГЭС Нежилой-ахк деривационного типа. В варианте 2 ГЭС Нежилой-ахк расположена на ПК 23+050, причем уровень подпора составляет 690 м над уровнем моря, а машинное отделение гидроэлектростанции расположено на ПК 8+200.

Плотина Шаро-Аргун перемещается вверх по течению и участок реки от плотины до водохранилища Нежилой-ахк используется деривационным сооружением ГЭС Шаро-Аргун. Новое место расположения створа плотины находится на ПК 34+450, уровень подпора составляет 835 м над уровнем моря, а машинное отделение предусмотрено на ПК 30+000. ГЭС Хима остается на том же месте, что и в варианте 1.

Далее в таблицах 3. – 4. отражен второй вариант строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Шаро-Аргун.

Таблица 3. Строительство гидроэлектростанций на р. Аргун – вариант 2 (рисунок 5)

Гидроэлектростанция	ПК плотины (км)	ПК машинного отделения (км)	Тип сооружения	Уровень подпора (м)
ГЭС Чири Юрт	39+350		Приплотинная	332
ГЭС Дуба Юрт	46+350		Приплотинная	390
ГЭС Зоны	59+950	54+100	Деривационная	490
ГЭС Кокадой	79+290	68+600	Деривационная	760
ГЭС Итум Кале	92+510	88+420	Деривационная	945

Таблица 4. Строительство гидроэлектростанций на р. Шаро-Аргун – вариант 2 (рисунок 6)

Гидроэлектростанция	ПК плотины (км)	ПК машинного отделения (км)	Тип сооружения	Уровень подпора (м)
ГЭС Нежилой-ахк	23+050	8+200	Деривационная	690
ГЭС Шаро-Аргун	34+450	30+000	Деривационная	835
ГЭС Хима	58+250	39+640	Деривационная	1335

#### 4. ВЫБОР НАИЛУЧШЕГО ВАРИАНТА

После создания вариантов использования энергетического потенциала реки Аргун проведен анализ выбора наиболее экономически выгодного варианта. Анализ вариантов

проведен на основании соотношения расходов и пользы от предусмотренного строительства объектов и их использования. Под пользой понимается только производство электроэнергии, как доминирующая польза. Расчет брутто производства электроэнергии по вариантам произведен для каждой отдельной гидроэлектростанции при помощи формулы:

$$E = \frac{V \cdot H}{367} \text{ (кВтч)}$$

V – объем воды (м<sup>3</sup>)

H – конструктивный уклон (м)

Цена электроэнергии в расчете определена по Гауссовой кривой распределения, в которой 50% вероятности появления цены электроэнергии 0,1 евро/кВт, при стандартной девиации, составляющей 20%. Расходы включают основные строительные работы с применением гидромеханической и электрической строительной техники, которые рассчитаны по пунктам:

- Расходы на строительство плотины;
- Расходы на гидромеханическое и электрическое строительное оборудование;
- Расходы на строительство подводящего тоннеля;
- Расходы на строительство машинного отделения,

а также вариантам строительства, в которых время строительства взято 4 года, с предположением, что строительство следующей гидроэлектростанции начнется через 2 года после окончания строительства предыдущей, с ожидаемой дисконтной ставкой, которая задана Гауссовым распределением, и которая при 50 % вероятности составляет 5 % с определенной стандартной девиацией равной 20 % за рассматриваемый период 100 лет. Полученные результаты сравнения вариантов, отраженные на диаграмме 18, показывают, что вариант 2 наиболее экономически выгоден.

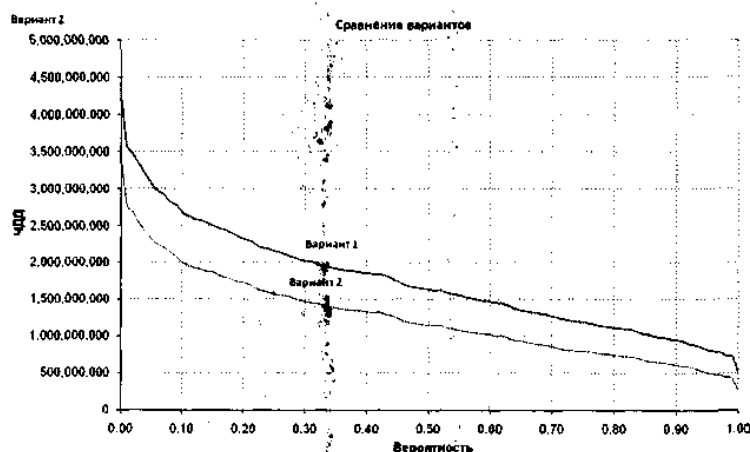


Рис. 18. Сравнение рассматриваемых вариантов энергетического использования бассейна реки Аргун

#### 4.1 Вариант 3 (рисунки 7, 8, 9)

После проведенного анализа двух вариантов, произведен детальный осмотр территорий, на которых предусматривается строительство створов плотин, машинных отделений и водохранилищ. Осмотр местности дал новое представление о проблематике строительства гидроэлектростанций на предусмотренных территориях в рассматриваемых вариантах. На основании проведенной рекогносцировки территорий, на которых планирует-

ся строительство объектов для использования энергоресурсов реки Аргун, проведена модификация предложенных вариантов решений. Третий вариант выработан на основе двух предыдущих вариантов, с учетом новых ограничивающих факторов, которые были выявлены при осмотре территорий.

А именно, при осмотре территории на реке Аргун выявлен населенный пункт, который не был обозначен на картах и в остальных исходных данных. Он находится на ПК 79+900. Из-за этого проведена модификация варианта 2 и створ плотины ГЭС Кокадой перемещен вверх по течению на ПК 82+542, и ГЭС Кокадой стала приплотинным сооружением. После перемещения ГЭС Кокадой вверх по течению, участок реки вниз по течению от ГЭС Кокадой и вверх по течению от ГЭС Зоны используется в энергетических целях при помощи деривационного сооружения ГЭС Нихалой.

На реке Шаро-Аргун после рекогносцировки запланированных объектов выяснилось, что ГЭС Улус-Керт, ГЭС Нежилой-ахк, ГЭС Шаро-Аргун невозможно выполнить, как деривационные сооружения. Поэтому было предложено строить их, как приплотинные гидроэлектростанции: на ПК 8+900 ГЭС Улус-Керт, на ПК 22+400 ГЭС Нежилой-ахк и на ПК 22+400 ГЭС Шаро-Аргун. Единственная гидроэлектростанция, которая не изменила своего положения по сравнению с вариантом 2, это ГЭС Хима.

Далее в таблицах 5 – 6 отражен третий вариант строительства гидроэлектростанций на р. Аргун и Шаро-Аргун.

Таблица 5. Строительство гидроэлектростанций на р. Аргун – вариант 3 (рисунок 8).

Гидроэлектростанция	ПК плотины (км)	ПК машинного отделения (км)	Тип сооружения	Уровень подпора (м)
ГЭС Чирч Юрт	39+650		Приплотинная	332
ГЭС Дуба Юрт	46+485		Приплотинная	390
ГЭС Зоны	59+900	54+031	Деривационная	495
ГЭС Нихалой	72+291	69+250	Деривационная	623
ГЭС Кокадой	82+542		Приплотинная	760
ГЭС Итум Кале	92+481	88+400	Деривационная	950

Таблица 6. Строительство гидроэлектростанций на р. Шаро-Аргун – вариант 3.

Гидроэлектростанция	ПК плотины (км)	ПК машинного отделения (км)	Тип сооружения	Уровень подпора (м)
ГЭС Улус Керт	8+900		Приплотинная	500
ГЭС Нежилойахк	22+400		Приплотинная	690
ГЭС Шаро-Аргун	31+700		Приплотинная	835
ГЭС Хима	58+300	39+400	Деривационная	1335

Проведен экономический анализ созданных вариантов, который показан на рис.19.

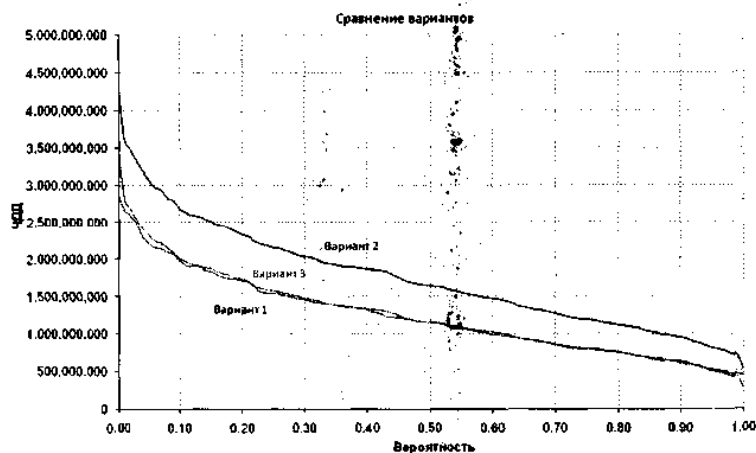


Рис. 19 Сравнение трех рассматриваемых вариантов энергетического использования бассейна реки Аргун

На основании полного анализа созданных вариантов выяснено, что варианты 1 и 2 в их первоначальном виде невозможно выполнить. Их модификация дала вариант 3, который по экономическим показателям находится между вариантами 1 и 2, что отражено на диаграмме на рис. 19. Поэтому вариант 3 выбран для дальнейшей обработки в данном проекте.

## 5. МНОГОЦЕЛЕВОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОД БАСЕЙНА РЕКИ АРГУН

### 5.1 Общие положения

Многоцелевое использование вод бассейна реки Аргун проявляется не только в использовании вод в целях производства электроэнергии, но также обустройство бассейна способствует:

- повышению надежности обеспечения водой для потребностей водоснабжения;
- повышению надежности обеспечения водой для потребностей орошения;
- улучшению транспортных связей;
- контролю переноса наносов в нижнюю часть бассейна;
- использованию территории водохранилища для туристических и рекреативных целей;
- повышению надежности от пагубного воздействия вод.

Территорию бассейна реки Аргун предполагается оборудовать таким образом, чтобы осуществить поставленные цели из основных сфер урбанизма, водопользования, защиты окружающей среды, энергетики, спорта, рекреации и туризма, а также экономики.

Основные цели и задачи, которые планируется достичь:

- урбанистские цели, на указанной территории прибрежной зоны планируется облагородить и защитить окружающую среду, улучшить транспортные связи, развить туризм и рекреацию, а также создать условия для большей урбанизации, что повлечет повышение ценности земель и улучшение условий для социально-демографического развития.
- цели водопользования, надежное функционирование системы по защите от наводнений, улучшение водоснабжения региона путем повышения надежности подачи и качества воды. Обеспечение достаточных объемов качественной воды для водоснабжения и освежения вод.
- цели защиты окружающей среды, улучшение условий на ценных и защищенных территориях. Улучшение качества поверхностных и подземных вод, ревитализация ценных территорий, влияние на возвращение некоторых видов флоры и фауны, которые находятся на грани исчезновения или под угрозой исчезновения.

Установка системы контроля над состоянием окружающей среды для отслеживания степени загрязненности поверхностных и подземных вод, почв, состояния и влияния санированных загрязнителей, а также состояния флоры и фауны.

- энергетические цели, использование энергии течения реки для производства электроэнергии на территории потребления, без загрязнения и вредного воздействия на здоровье населения.

- спорт, рекреация и туризм, стимулировать развитие спорта и рекреации, что превентивно влияет на улучшение

состояния здоровья людей, чем косвенно влияет на снижение расходов на здравоохранение и улучшение благосостояния населения.

- экономические цели, улучшение занятости населения. Развитие экономики (строительство и производство оборудования) в целях повышения доходов и, соответственно, валового национального дохода.

## **5.2. Водоснабжение**

### **5.2.1.**

#### **Общие положения**

Обеспечение и подведение достаточных объемов воды в населенные пункты делает возможным поднятие общих жизненных стандартов людей и облагораживание окружающей среды. Расход воды настолько велик, насколько велика ее доступность. Для удовлетворения потребностей современных городов и населенных пунктов необходимы значительные объемы воды.

В целях обеспечения необходимых объемов воды, а также качества питьевых вод, соответствующего высоким гигиеническим (санитарным) стандартам, особое внимание уделяется выбору природных источников, их защите от загрязнения, а также возможной необходимости улучшения качества вод при помощи водопроводных устройств.

Для определения необходимых объемов воды необходимо учесть как можно больше возможных потребителей (а также возможные потери в сети водоснабжения), использующих воду для различных целей. Однако, большую часть потребляемой воды можно разделить на три категории:

1. Потребление воды на бытовые нужды (обеспечение населения)
2. Потребление воды на производственные (технологические) нужды
3. Потребление воды на пожаротушение и собственное потребление водопровода

#### **5.2.2 Система водоснабжения**

Система водоснабжения это система объектов и мероприятий, функционально связанных в одно целое, основной целью которой является обеспечение достаточных объемов качественных вод наиболее экономически выгодным способом.

Система водоснабжения состоит из следующих основных групп объектов:

1. водозаборы, на которых происходит забор воды (каптаж) из природных источников;
2. насосные станции, которые осуществляют забор и пропуск воды или от источника до места кондиционирования, складирования, потребления и т.д. или между отдельными объектами системы водоснабжения;
3. устройства для кондиционирования воды, которые обеспечивают желаемое качество воды;
4. накопительные устройства (резервуары), это объекты, которые осуществляют регулируемую и накопительную функцию в системе водоснабжения;
5. главная (магистральная) и разветвленная (распределительная) сеть водоснабжения или водопроводная сеть с сопутствующими объектами, которые обеспечивают транспортировку воды между отдельными объектами системы водоснабжения (главная сеть) и распределение ее между потребителями (распределительная сеть).

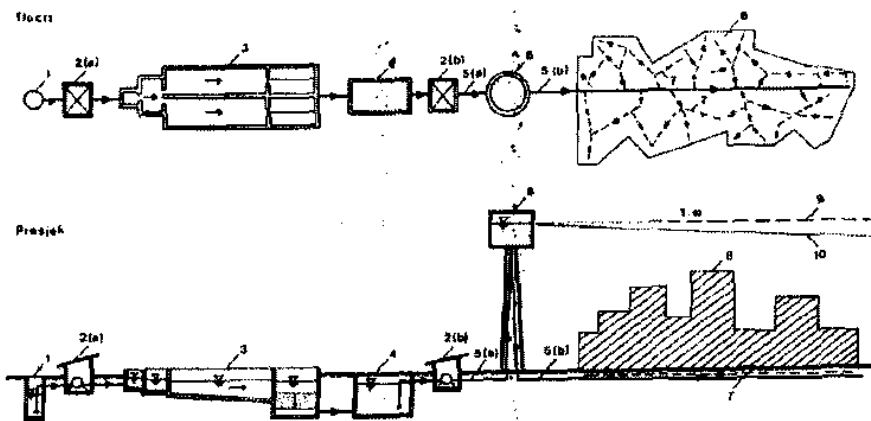


Рис. 20. Система водоснабжения

Главные факторы, которые определяют разделение систем водоснабжения с точки зрения подачи воды на территорию водоснабжения, следующие:

(а) движущие особенности системы: гравитационные, напорные и комбинированные системы, (б) вид водоснабжения: системы с открытым водоснабжением или системы с однократным использованием воды и системы с закрытым (циркулирующим) водоснабжением или системы с многократным использованием воды.

### 5.2.3 Расход воды

Расход воды это объем (потребление) воды по отдельным категориям потребителей или всего, выраженный в единицах времени.

#### Расход воды на бытовые нужды

В качестве основных данных при определении потребления воды на бытовые нужды используются:

- (1) норма потребления воды, выраженная специфическим потреблением воды,
- (2) численность населения.

Специфическое потребление воды,  $q_{sp}$  [л/жители/дни], определяем как потребление воды на одного жителя в день (24 [ч]). Этот объем воды включает в себя расходы на различные нужды и зависит от уровня санитарно-технического обеспечения жилых помещений, качества и цены воды, благоустройства населенных пунктов, наличия канализации, климатических условий и т.д. Специфическое потребление воды это основная величина для функционального определения параметров системы водоснабжения. От правильности ее определения зависит, будет ли проектируемый водопровод удовлетворять необходимым потребностям во время проектного периода эксплуатации. Определяется в первую очередь на основании опыта эксплуатации существующих водопроводов.

В большинстве стран регулируется законодательно в зависимости от размеров населенного пункта (города). Если таких законодательных актов нет, на практике пользуются рекомендациями (таблица 7). Эти значения нужно принимать в качестве ориентиров, так как в конкретных случаях возможны значительные отступления.



Таблица. 7. Специфическое потребление

Характер обеспечения санитарно-техническими устройствами	Специфическое потребление $Q_{sp}$ (л/ жители/ д)
Населенные пункты с домами, которые не оборудованы водопроводом и канализацией	30 до 50
Населенные пункты с домами, которые оборудованы внутренним водопроводом и канализацией без ванной комнаты	125 до 150
Населенные пункты с домами, которые оборудованы водопроводом, канализацией и ванной комнатой	150 до 230
Населенные пункты с домами, которые оборудованы внутренним водопроводом, канализацией и системой центрального обеспечения горячей водой	250 до 400

Численность населения на территории водоснабжения зависит от местных и общих социально-экономических факторов и не постоянна во времени. Проектирование системы водоснабжения осуществляется для некоего проектного периода, обычно составляющего от 20 до 25 (50) лет, причем предполагается прирост населения.

Таким образом, проблема состоит в определении численности населения на территории водоснабжения в принятом проектном периоде, т.е. в конечной фазе развития. Эта величина в первую очередь определяется из плана организации пространства, а если он не существует, или, с точки зрения прогноза численности населения, оценки нереальные, применяется один из способов прогнозирования численности населения.

Так, например, предполагая рост численности населения в геометрической прогрессии,  $N_k$  в конце проектного периода определяется выражением:

$$N_k = N_0 \cdot \left[ 1 + \frac{p}{100} \right]^{R_p}$$

$$N_k = N_0 \cdot \left[ 1 + \frac{p}{100} \right]^{R_p}$$

$N_0$  – численность населения в настоящий момент  
 $p$  – годовой процент прироста  
 $R_p$  – проектный период

где  $N_0$  – численность населения в настоящий момент  
 $p$  – годовой процент прироста  
 $R_p$  – проектный период

Поэтому среднее дневное потребление воды (л/д)

$$Q_{sr} = q_{sr} \cdot N_k$$

А среднее потребление воды в час (л/ч)

$$q_{sr} = \frac{Q_{sr}}{24} = \frac{q_{sp} \cdot N_k}{24}$$

Объем воды, который расходуется в течение года в дни наибольшего потребления, называем максимальным дневным потреблением воды,  $Q_{max}$  [л/ д]. Определяется выражением:

$$Q_{max} = K_d \cdot Q_{sr}$$

где  $K_d$  - коэффициент неравномерности максимального дневного потребления (Табл. Б. 8)

Количество воды, которая расходуется в часы наибольшего потребления, называем максимальным часовым потреблением воды,  $q_{\max}$  [л/ч]. Определяется выражением:

$$q_{\max} = K_h \cdot \frac{Q_{\max}}{24}$$

где  $K_h$  коэффициент неравномерности максимального часового потребления (табл. 8).

Таблица 8. Коэффициенты неравномерности.

Размер населенного пункта (потребителя)	Коэффициент неравномерности	
	$K_d$	$K_h$
Курорты и термальные источники	1,6 ÷ 1,7	2,5
и небольшие населенные пункты	1,5 ÷ 1,6	2,0
до 25 000 жителей	1,4 ÷ 1,3	1,6
от 25 000 до 50 000 жителей	1,3 ÷ 1,4	1,4
от 50 000 до 100 000 жителей	1,3	1,3
более 100 000 жителей	1,2	1,2

#### Расход воды на производственные нужды

При определении потребления воды для производственных нужд необходимо быть очень осторожными, так как потребление воды на единицу продукции значительно варьируется, и часто значительно различается даже на аналогичных предприятиях, так как зависит от типа используемого оборудования, схемы технологического процесса и местных условий.

Поэтому потребление воды в промышленности лучше всего определяется путем анкетирования производственных технологов, то есть на месте, принимая во внимание конкретные требования, так как различий с обычными средними значениями может быть несколько.

Также часто объемы воды, необходимой для производственных нужд необходимо рассчитывать для отдельных групп предприятий, которые выдвигают различные требования к качеству воды. Поэтому (особенно если речь идет о больших объемах) экономически неприемлемо воду для промышленных целей подвергать кондиционированию до стандартов, соответствующих питьевой воде, если этот уровень качества не требуется.

#### Расход воды для нужд пожаротушения и для собственных нужд водопровода

Расход воды для нужд пожаротушения Основы определения необходимых объемов воды для нужд пожаротушения сильно отличаются от основ нормировки выше анализированных видов потребления воды. В современных системах пожаротушения предусматривается его гашение при помощи (а) внешней гидрантной сети и (б) внутренней гидрантной сети.

Требования к гидрантным сетям для пожаротушения и случаи, в которых для пожаротушения обязательно применение гидрантной сети для пожаротушения, регулируются правилами для каждой территории.

Расход воды для собственных нужд водопровода. Это потребление относится к объемам воды, которые каждая водопроводная система тратит на промывку и реконструкцию водопроводных объектов. На практике нет соответствующих нормативов, которые регулируют данные объемы воды, и они определяются по опыту. Ориентировочно, это потребление составляет 5-10% от среднего дневного потребления,  $Q_{sr}$ .

#### 5.2.4. Проектные объемы воды

##### Общие положения

В процессе гидравлического определения параметров систем водоснабжения рассматриваются следующие объемы воды:

1) максимальное дневное потребление,  $Q_{max}$ , для гидравлического определения параметров:

- а) водозабора,
- б) насосных станций (для всех систем водоснабжения, кроме напорных),
- в) устройств для кондиционирования воды,
- г) резервуаров,
- д) главных подводящих трубопроводов, связывающих эти объекты.

2) максимальное часовое потребление,  $q_{max}$ , для гидравлического определения параметров:

- а) насосных станций (для напорных систем),
- б) главных снабжающих трубопроводов,
- в) главных подводящих и снабжающих трубопроводов,
- г) распределительных сетей.

##### Расчет проектных объемов для рассматриваемой территории (рис.10)

Потребность в питьевой воде населенных пунктов Шалинского района В Шалинском районе необходимо обеспечить достаточные количества воды для водоснабжения следующих населенных пунктов и городов: Дуба-Юрт, Чири-Юрт, Новые Атаги, Белгатой, Шали, Герменчук и Мескер-юрт.

Согласно имеющимся данным численность населения на этой территории составляет 56.570 человек с общими потребностями  $72.204 \text{ м}^3/\text{день}$ , соответственно  $0,84 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Таблица 9. Потребности в водоснабжении Шалинского района

Населенный пункт/город	Численность населения	Потребности в питьевой воде ( $\text{м}^3/\text{день}$ )	Потребности в технической воде ( $\text{м}^3/\text{день}$ )	Всего ( $\text{м}^3/\text{день}$ )
Дуба-Юрт	7.200	1.296	100	1.396
Чири-Юрт	7.000	1.260	5.000	6.260
Новые Атаги	1.000	1.980	0	1.980
Белгатой	3.700	606	2.627	3.233
Шали	14.100	7.938	31.311	39.249
Герменчук	9.670	1.740	6.865	8.605
Мескер-Юрт	13.900	2.322	9.159	11.481
<b>Всего</b>	<b>56.570</b>	<b>17.142</b>	<b>55.062</b>	<b>72.204</b>

В таблице 10 приведены значения проектных величин потребности в водоснабжении рассматриваемой территории, если принять во внимание численность населения в данный момент с приростом 2,25 % и 25-летний проектный период.

Таблица 10. Потребности в питьевой воде

	Дуба-юрт	Чири-юрт	Новые Атаги	Белгатой	Шали	Герменчук	Мескер-Юрт
Специфическое потребление	140	140	140	140	320	140	140
$Kd$	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
$Kh$	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Численность населения	7200.0	7000.0	1000.0	3700.0	14100.0	9670.0	13900.0
$Nk$	12557.9	12,209.0	1744.1	6,453.3	24,592.5	16,865.9	24,243.6
$Q_{sg}$ (м <sup>3</sup> /д)	1758.1	1709.6	244.2	903.5	7869.6	2361.3	3394.1
$q_{sg}$ (м <sup>3</sup> /ч)	73.3	71.2	10.2	37.6	327.9	98.4	141.4
$Q_{max}$ (м <sup>3</sup> /д)	2,109.7	2,051.2	293.2	1,084.2	9,443.5	2,833.5	4,072.9
$q_{max}$ (м <sup>3</sup> /ч)	105.5	102.6	14.6	54.2	472.2	141.7	203.7

Сравнивая полученные результаты с результатами, приведенными в таблице Б.9., большие различия наблюдаются только для населенного пункта Новые Атаги, которое согласно полученным исходным данным имеет гораздо большие потребности в питьевой воде, чем полученные при расчете, поэтому при дальнейшей разработке проектной документации необходимо заново определить эти величин.

Таблица 11. Общие потребности в воде

	Дуба-юрт	Чири-юрт	Новые Атаги	Белгатой	Шали	Герменчук	Мескер-юрт
Питьевая вода $Q_{sg}$ (м <sup>3</sup> /с)	0.020	0.020	0.003	0.010	0.091	0.027	0.039
Техническая вода $Q_{sg}$ (м <sup>3</sup> /с)	0.001	0.058	0.000	0.030	0.362	0.079	0.106
Всего $Q_{sg}$ (м <sup>3</sup> /с)	0.021	0.078	0.003	0.041	0.453	0.106	0.145

Водозабор для рассматриваемой территории предполагается осуществлять из водохранилища Дуба-Юрт на правом берегу вверх по течению от населенного пункта Дуба-Юрт. Объемы водохранилища составляют около  $145 \times 106 \text{ м}^3$  и располагают достаточными объемами для обеспечения потребности водоснабжения этих населенных пунктов.

От места водозабора до населенных пунктов, предусмотренных для водоснабжения, предусматривается строительство магистрального трубопровода длиной около 37.300 м, проложенного вдоль дороги, пролегающей через Дуба-Юрт, Чири-Юрт, Новые Атаги до города Шали, а также через Герменчук до Мескер-юрта. На участке Новые Атаги – Шали предусмотрено ответвление до Белгатоя.

Принимая во внимание максимальную мощность водопровода, которая оценивается  $0,85 \text{ м}^3/\text{с}$ , выбраны дуктильные трубы диаметром 600 мм для участка до города Шали, а далее до Мескер-юрта трубы диаметром 250 мм.

Потребность в питьевой воде населенных пунктов Урус-Мартановского района В Урус-Мартановском необходимо обеспечить достаточные объемы воды для водоснабжения следующих населенных пунктов и городов: Урус-Мартан, Гойты, Гехи, Алхан-Юрт, Алхазурово, Гой-Чу, Гойское, Мичурина, Мартан-Чу, Танги-Чу, Рошни-Чу и Шалажи.

В таблице 12. «Потребности в питьевой воде» приведены значения проектных величин потребности в водоснабжении рассматриваемой территории, если принять во внимание численность населения в данный момент с приростом 2,25 % и 25-летний проектный период.

Таблица 12. Потребности в питьевой воде

	Алхазурово	Гой-Чу	Марган-Чу	Танги-Чу	Рошни-чу	Гехи	Шалажи
Специфическое потребление	140	140	140	140	140	140	140
Kd	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Kh	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Численность населения	12,000	10,000	12,000	10,000	10,000	12,000	12,000
Nk	20,929.8	17,441.5	20,929.8	17,441.5	17,441.5	20,929.8	20,929.8
Qsr (м3/д)	2,930.2	2,441.80	2,930.2	2,441.8	2,441.80	2,930.2	2,930.2
qsr (м3/ч)	122.09	101.74	122.09	101.74	101.74	122.1	122.1
Qmax (м3/д)	3,516.2	2,930.2	3,516.2	2,930.2	2,930.2	3,516.2	3,516.2
qmax (м3/ч)	175.81	146.51	175.81	146.51	146.51	175.8	175.8

Продолжение таблицы 12

	Гойское	Мичурина	Урус-Марган	Гехи	Гойты	Алхан-Юрт	Всего
Специфическое потребление	140	110	300	140	140	140	
Kd	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Kh	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Численность населения	10,000	5,000	35,000	12,000	12,000	12,000	164,000
Nk	17,441.5	8,720.7	61,045.1	20,929.8	20,929.8	20,929.8	286,040
Qsr (м3/д)	2,441.80	959.28	18,313.54	2,930.17	2,930.17	2,930.17	49,551
qsr (м3/ч)	101.74	39.97	763.06	122.09	122.09	122.09	2,065
Qmax (м3/д)	2,930.17	1,151.14	21,976.24	3,516.20	3,516.20	3,516.20	59,461
qmax (м3/ч)	146.51	57.56	1,098.81	175.81	175.81	175.81	2,973

В таблице 13 приведены значения общей потребности в воде для рассматриваемой территории по населенным пунктам. Потребность в технической воде предполагается в соответствии с данными для Шалинского района, поэтому при дальнейшей разработке проектной документации ее необходимо пересмотреть и проверить.

Таблица 13. Общие потребности в воде

	Алхазурово	Гой-Чу	Марган-Чу	Танги-Чу	Рошни-Чу	Гехи	Шалажи
Питьевая Вода, Qcp (м <sup>3</sup> /с)	0.034	0.028	0.034	0.028	0.028	0.034	0.034
Техническая Вода, Qp (м <sup>3</sup> /с)	0.050	0.030	0.050	0.050	0.050	0.030	0.030
Всего, Qcp (м <sup>3</sup> /с)	0.084	0.058	0.084	0.078	0.078	0.064	0.064

Продолжение таблицы 13

	Гойское	Мичурина	Урус-Марган	Гехи	Гойты	Алхан-Юрт	Всего
Питьевая Вода, Qcp (м <sup>3</sup> /с)	0.028	0.011	0.212	0.034	0.034	0.034	0.57
Техническая Вода, Qp (м <sup>3</sup> /с)	0.041	0.016	0.827	0.050	0.050	0.030	1.30
Всего, Qcp (м <sup>3</sup> /с)	0.069	0.027	1.039	0.084	0.084	0.064	1.87

Водозабор для рассматриваемой территории предполагается осуществлять из водохранилища Дуба-Юрт на правом берегу вверх по течению от населенного пункта Дуба-

Юрт. Объемы водохранилища составляют около  $145 \times 106 \text{ м}^3$  и располагают достаточными объемами для обеспечения потребности водоснабжения этих населенных пунктов.

От места водозабора до населенных пунктов, предусмотренных для водоснабжения, предусматривается строительство магистрального трубопровода длиной около 78.600 м. Трубопровод разветвляется от населенного пункта Чири-Юрт в направлении Урус-Мартана и проходит через населенные пункты Алхазурово и Гойское и далее до села Гехи. Из Урус-Мартана трубопровод ответвляется: в направлении Алхан-Юрта, в направлении населенного пункта Гойты и населенного пункта Мичурина. Из Урус-Мартана ответвляется трубопровод до Шалажи, который проходит через Рошни-Чу и Гехи. Трубопровод до Гой-Чу, Мартан-Чу и Танги-Чу ответвляется после Алхазурова. Принимая во внимание максимальную мощность водопровода, которая оценивается  $1,87 \text{ м}^3/\text{с}$ , выбраны жб трубы диаметром 1200 мм для участка от Чири-Юрта до Урус-Мартана, а для меньших трубопроводов от Урус-Мартана до Шалажи, Танги-Чу, Алхан-Юрта и Гойты трубы диаметром 250 мм.

### **Водозаборы**

Водозаборы их поверхностных источников можно разделить на:

- водозаборы на реках (в природном или регулируемом состоянии),
- водозаборы на (2а) озерах (природных водохранилищах), (2б) искусственных водохранилищах и (2с) каналах,

Некоторые особенности определены знаниями того, что при водозаборе из водохранилищ необходимо избегать их размещения в местах (зонах):

- Резких изменений береговых уклонов,
- Неблагоприятных геомеханических условий,
- Интенсивных отложений наносов,
- Возникновения ледяного покрова,
- Скопления отложений и водных растений,
- Выраженных температурных колебаний воды,
- Загрязнения водного бассейна сточными водами, в этом случае необходимо внимательно анализировать перемещение водных масс, которые возникают в бассейне и вызывают неблагоприятное перемещение загрязнений, попавших в воду.

Для того, чтобы водохранилище могло выполнять свою функцию водоснабжения, необходимо контролировать качество сырой воды в водохранилище, т.е. целиком в озере и его бассейне, как единой экосистеме. Необходимо найти оптимальный способ управления водохранилищем, чтобы обеспечить возможность выполнения всех его функций. А именно, водозащитная функция требует, чтобы вода в озере была на как можно более низком уровне для принятия паводковых вод, а энергетическая функция и функция водоснабжения требуют как можно более высокий уровень вод для обеспечения достаточных объемов сырой воды с оптимальным качеством. Эти противоположности необходимо согласовать.

### **5.2.5. Обзор возможных мероприятий, направленных на сохранение качества воды в водохранилище**

При использовании воды из водохранилища для нужд водоснабжения необходимо постоянно и систематически проводить мониторинг качества воды и проводить мероприятия, направленные на улучшение качества воды в водохранилище.

Показатели, которые необходимо постоянно контролировать:

1. Температура (водохранилища термально стратифицированы, что определяет качество воды),
2. Концентрация растворенного кислорода (концентрация кислорода соответствует термическому распределению водохранилища),
3. Физико-химические свойства воды,

#### 4. Биологические показатели,

Существует несколько методов и мероприятий, направленных на сохранение качества воды в водохранилищах. Далее приводится обзор некоторых из них с указанием преимуществ и недостатков.

**Управление водохранилищем**, используемым для нескольких целей, в смысле наполнения и выпуска части воды, это мероприятие, в котором должны участвовать все заинтересованные субъекты. Способ управления регулирует уровень воды в водохранилище. Для обеспечения функции водоснабжения летний уровень воды в водохранилище (начиная с весны) необходимо поднять как можно ближе уровня водослива. Так будут получены большие объемы воды в области под термоклином, которые лучше всего подходят по качественным показателям для обработки в устройствах для кондиционирования.

Программу управления должны совместно разработать специалисты из различных областей, так как для поддержания качества воды и целой экосистемы важно, когда будет заполняться водохранилище, до какого уровня, и с какой интенсивностью опорожняться. Также программу необходимо согласовывать с актуальным состоянием на территории и сезонными климатическими изменениями.

**Предотвращение эрозии** предусматривает сооружение преград на притоках водохранилища, регулировку селевых потоков, строительство террас или лесовосстановление на склонах гор. Эти методы благоприятно влияют на процессы трофии в водохранилище.

**Биоманипуляция** представляет собой процесс введения новых организмов (растений и животных) в экосистему. Введение определенных видов рыб приводит к повышению прозрачности воды, уменьшению роста растений и фитопланктона и замедлению процесса трофии. Недостатком этого мероприятия является непредсказуемость внедрения в природное равновесие, что может привести к разным нарушениям в системе.

**Аэрация** с целью предотвращения аноксии на дне водохранилища это мероприятие, которое направлено на улучшение условий в самой экосистеме, чем предотвращаются неблагоприятные процессы растворения элементов из отложений и образование ядовитого сероводорода.

#### 5.2.6. Подготовка воды для питья – кондиционирование воды

Сырая вода, то есть вода, которую посредством водозаборных сооружений забираем для нужд водоснабжения, никогда не бывает абсолютно чистой. Она всегда содержит, в большей или меньшей степени, различные вещества в растворенном или взвешенном состоянии, внесенные в воду из окружающей среды (с поверхности литосферы, через гидрогеологическую среду, через атмосферу).

Также в воде могут присутствовать различные виды загрязнений. Для определения наличия отдельных субстанций в сырой воде необходимо провести соответствующий анализ взятых образцов и результаты сравнить со стандартами на питьевую воду. Результаты сравнения покажут, нужно ли и в какой мере проводить кондиционирование воды.

Кондиционирование питьевой воды подразумевает использование различных процессов и операций, направленных на устранение некоторых недостатков сырой воды, иногда целого комплекса недостатков, а иногда коррекцию определенного свойства воды в соответствии с запросами потребителей, соответственно стандартами, описывающими критерии качества питьевой воды.

Методы подготовки питьевой воды включают ряд главных и второстепенных процессов и операций, которые комбинируются в рамках технологического процесса, часто и в особом режиме, схема кондиционирования которых может быть очень проста (например, только дезинфекция воды) или крайне сложна.

На практике подготовка питьевой воды включает осаждение, коагуляцию, флокуляцию, фильтрацию и дезинфекцию, а также особые методы и процессы.

При разнообразных процессах и операциях кондиционирования питьевой воды в целях обеспечения требуемых эффектов необходимо проектировать очень сложные объ-

екты со строительной точки зрения, которые должны иметь оптимальные гидравлические и технологические характеристики. Сочетание этих объектов образует сооружение для подготовки воды, которое еще содержит соответствующее оборудование и технику для измерения и управления, обслуживаемую квалифицированным техническим персоналом.

Чаще всего кондиционирование воды включает:

- удаление из воды взвешенных веществ (уменьшение мутности);
- удаление из воды веществ, которые вызывают ее окрашивание;
- удаление из воды растворенных газов (дегазация) и общих солей (десоленизация);
- уничтожение имеющихся в воде патогенных микроорганизмов (дезинфекция);
- добавление в воду недостающих элементов.

Процесс кондиционирования можно дополнить и усложнить, применяя специальные фазы, например, удаление солей железа (деферризация) или удаление жиров и масел.

Улучшение качества воды проводится на объектах с соответствующим строительным электрооборудованием, в устройствах для кондиционирования воды.

### **5.3. Орошение**

При разработке вариантов выбрано решение по орошению области Аргун общей площадью 20.931 га. Забор воды для орошения определенной части площади предусматривается производить из аккумуляционного водохранилища ГЭС Чири-Юрт. Забор воды для большей части орошаемых площадей будет производиться из выравнивающего водохранилища, находящегося вниз по течению от ГЭС Чири-юрт, предусмотренного для аккумуляции необходимых количеств воды и подъема ее отметки для потребностей орошения. Из водохранилища ГЭС Чири-юрт будет производиться забор воды для орошения земель площадью 2.414 га в Аргунской области и площадью 1.152 га. – в Шалинской. Орошение земель площадью 2.414 г в Аргунской области предусматривается производить путем водозабора из водохранилища ГЭС Чири-юрт. Для орошения указанной площади необходимо предусмотреть водозабор в объеме 2,27 м<sup>3</sup>/с. Из того же водохранилища предусматривается водозабор для орошения земель площадью 1.152 га в Шалинском районе, для чего планируется строительство сооружения, обеспечивающего проток (расход) равный 1,08 м<sup>3</sup>/с.

Общая площадь земель, орошение которых предусматривается производить из выравнивающего водохранилища, составляет 17.365 га, при этом к Аргунскому району относится 12.161 га, а к Шалинскому - 5.204 га. Для потребностей орошения указанных сельскохозяйственных угодий необходимо обеспечить водозабор из выравнивающего водохранилища равный для Аргунского района 11,44 м<sup>3</sup>/с, а для Шалинского - 4,90 м<sup>3</sup>/с.

#### **5.3.1. Выравнивающее водохранилище**

Вниз по течению от ГЭС Чири-юрт предусматривается строительство выравнивающего водохранилища для обеспечения водой оросительной системы Аргун. Выравнивающее водохранилище выполняет функцию аккумуляции ирригационной воды во время, когда ГЭС Чири-юрт не работает, и функцию замедления воды до отметки 294,0 м над уровнем моря для выпуска в магистральные подводные каналы. Перемычка выравнивающего водохранилища будет расположена на пикетаже реки Аргун 37+980.

#### **5.3.2. Водозаборные сооружения**

Для потребностей орошения всех площадей необходимо выполнить четыре водозаборных объекта, посредством которых будет производиться забор необходимого для оросительных целей количества воды. Два водозаборных объекта спроектированы на аккумуляционном озере ГЭС Чири-Юрт, с каждой стороны озера по одному объекту. По этому



же принципу водозаборные объекты устанавливаются на выравнивающем водохранилище; с каждой стороны берега – по одному объекту.

#### **5.4. Решение по транспортному движению**

Как предпосылка экономического развития каждой страны или отдельной ее части, транспортная инфраструктура имеет сложную структуру и значение в социально-экономической системе. С экономической точки зрения транспортная инфраструктура является основой любой экономической системы и обеспечивает ее функционирование и развитие.

Развитие транспортной инфраструктуры приводит к благоустройству территорий населенных пунктов и их окрестностей, приближая сельские районы к урбанизированным территориям. В этом смысле развитие инфраструктуры можно рассматривать как одно из основных условий развития села и сельского хозяйства.

Положительными эффектами являются увеличение производства и предоставления услуг, выгода от экономии на транспортных расходах, сокращение времени поездок, развитие туризма.

При строительстве каскада гидроэлектростанций на реках Аргун и Шаро-Аргун часть существующей транспортной инфраструктуры окажется в зоне подпора запланированных водохранилищ. Также, до некоторых мест расположения створов в настоящий момент нет подъездных дорог, поэтому для нужд строительства и последующего обслуживания объектов необходимо построить новые дороги. Наряду с гидроэнергетическими объектами планируется строительство и объектов туристического назначения, размещенных на берегах водохранилищ, и запланированная транспортная инфраструктура будет способствовать лучшей транспортной связи этих объектов с территориями, расположенными вниз по течению.

Всего проектом предусмотрено около 45,5 км новых и реконструированных существующих дорог, на которых планируется строительство двух туннелей и 7 мостов. Данным проектом не предусматривается реконструкция существующих дорог, для которых нет непосредственной угрозы от строительства гидроэнергетических объектов, и предполагается, что они останутся в том состоянии, в котором находятся сейчас, но также предполагается, что в процессе строительства объектов им будет нанесен значительный ущерб и будет необходим их ремонт (рис. 11).

#### **5.5. Меры по предотвращению внесения наносов в водохранилище**

Возникновение эрозионных процессов в бассейнах природных водотоков постепенно приводит к ухудшению водного режима. Эрозионные процессы размывают почвы, наносят ущерб хозяйственным объектам, мостам, дорогам, а также ставят под угрозу населенные пункты. Эрозионные наносы засоряют водохранилища, чем уменьшают объемы воды, пригодной для использования в энергетических целях и для орошения.

При благоустройстве территорий, подверженных воздействию селевых потоков, и борьбе с эрозией почв необходимо помнить, что на территориях, подверженных эрозии, и на территориях, подверженных воздействию селевых потоков, параллельно с техническими проблемами всегда присутствуют и социологические и экономические проблемы. Поэтому при решении проблем защиты почв от эрозии и селевых наводнений необходимо выбирать такие решения, которые не ставят под угрозу существующие общественные, хозяйственные и социологические отношения на рассматриваемой территории.

Целью благоустройства территорий, подверженных воздействию селевых потоков, и территорий, подверженных эрозии, должно быть решение проблем правильного и долгосрочного использования земель и водных ресурсов в рамках общих направлений экономического и социального развития определенной территории.

Под противозэрозионными мероприятиями подразумеваются мероприятия, при которых непосредственно на территориях, подверженных эрозии или на территориях, под-

верженных воздействию селевых потоков, строятся разнообразные объекты: преграды, каналы, плотины водохранилищ, а также мероприятия на лесных и сельскохозяйственных территориях: мелиорация пахотных земель, посадка фруктовых садов и виноградников, лесовосстановление, посев травянистых культур и т.д.

Но также под противоэрозионными мероприятиями подразумеваются и мероприятия, влияющие на способ обработки, обслуживание и управление земельными, лесными и водными ресурсами, а также на способы их использования. В первую очередь это разнообразные законодательные акты и административные меры, образовательные и маркетинговые мероприятия, а также другие мероприятия, носящие социально-экономический характер.

В борьбе с эрозией и селевыми наводнениями выделяются следующие группы мероприятий и работ:

1. Строительные работы – строительство продольных и поперечных сооружений для благоустройства русел селевых потоков: каналов, берегоукрепительных сооружений, насыпей, преград, порогов, дренажных каналов и т.д., которые в основном служат для непосредственной защиты от наводнений и движения селевых наносов;

2. Противоселевые мероприятия – строительство микро-ретенций и малых водохранилищ для воды и селевых наносов, строительство ретардационных каналов;

3. Лесные работы – лесоразведение, установка плетней, ряжей и аналогичных объектов, ветрозащитных и снегозащитных живых изгородей, мелиорация лесов;

4. Агротехнические работы - мелиорация сельскохозяйственных земель, введение севооборота, террасирование;

5. Хозяйственно-экономические меры – организация использования земель, разведение определенных видов скота, использование лесов, пастбищ, использование малых водохранилищ для орошения, локального производства, энергетики, рыбной ловли, планирование охотничьих угодий, производство лекарственных растений;

6. Административные меры – выработка решений и правил, касающихся планового использования сельскохозяйственных земель, плановых вырубок лесов и другие аналогичные ограничения, связанные с использованием земель на территориях, подверженных эрозии, или на территориях, подверженных воздействию селевых потоков;

7. Образовательные и маркетинговые меры - организация курсов и лекций, выпуск брошюр в целях повышения образовательного уровня населения;

Успешная борьба с эрозией, с селевыми наводнениями, засухами и хозяйственным отставанием возможна только при правильно выбранном направлении применения комбинации указанных мероприятий.

Современные способы борьбы с эрозией и селевыми потоками осуществляются путем создания систем гидротехнических, лесомелиоративных, агротехнических, хозяйственных и других мероприятий, охватывающих полностью всю территорию или весь бассейн и русло одного или всей системы селевых водотоков.

## 6. ПРЕДЛОЖЕНИЕ ВАРИАНТА РЕШЕНИЯ

### 6.1. Анализ наносов в бассейне реки Аргун

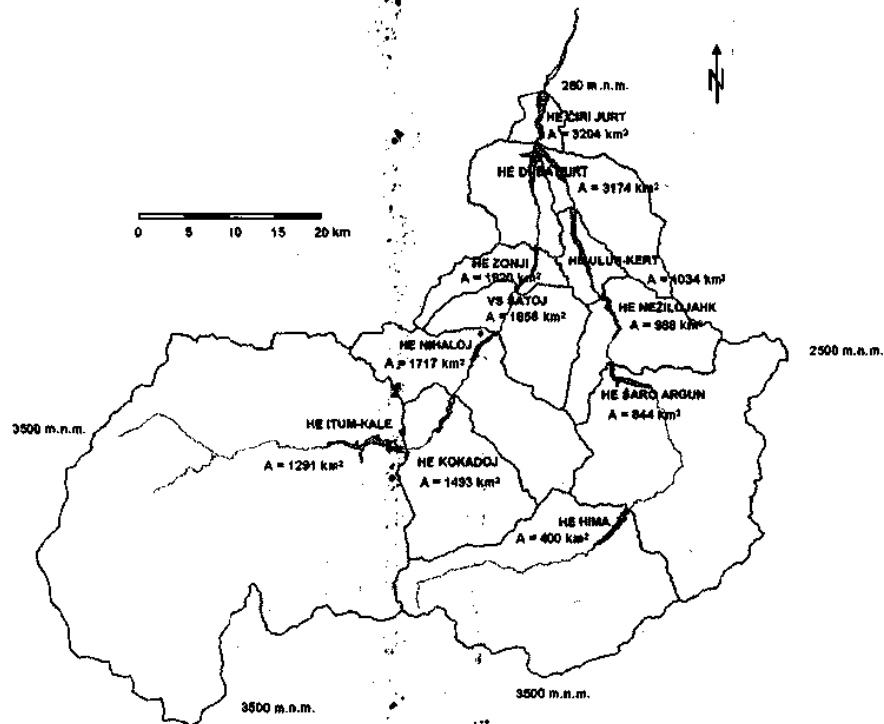


Рис.15. Бассейн реки Аргун с местами расположения водомерных профилей Шатой и Дуба-юрт и территория водозабора проектируемых гидроэлектростанций

Река Аргун это правый приток реки Сунжи. Длина Аргуна составляет 148 км, площадь бассейна 3370 км<sup>2</sup>, а средняя высота бассейна 1900 м. Уклон реки различен: в верхнем течении составляет 0,080-0,100, в среднем - 0,015-0,020, в нижнем - 0,003-0,006.

До населенного пункта Дуба-юрт это типично горная река, протекающая по узким и глубоким ущельям, сменяющимся иногда расширениями. Долина реки имеет вид буквы «U» и крутые склоны. Пойма не широкая, русло умеренно извилистое, неразветвленное. При выходе на Чеченскую равнину долина реки растягивается и становится неясно выраженной. Река течет в широком русле с скалистыми берегами, подверженными эрозии в нескольких рукавах, которые постоянно перемещаются (изменяют направление). Ширина русла варьируется от 300 до 1000 м (в самом нижнем течении).

Гидрологический режим реки Аргун изучался на водомерных станциях около населенных пунктов Шатой и Дуба-Юрт. Станции находятся под управлением СКУТМС.

Для бассейна реки Аргун существуют данные об измеренных переносах общего объема наносов (взвешенного и влекомого), приемлемые для данной обработки только для гидрометрического профиля Дуба Юрт. Данные взяты из Доклада «Экологическо-географический прогноз строительства гидроэлектростанций на реках Аргун и Асса», Чечено-ингушский государственный университет имени Л.Н. Толстого, Грозный, 1990 г.» и представлены в таблице 14.

Таблица 16. Перенос взвешенного и влекомого наноса реки Аргун на профиле Дуба-юрт (период 1950-1975 гг.)

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год.
Расход взвешенного наноса, кг/с)	0,67	1,2	8,6	49	150	230	370	140	32	6,3	1,4	0,88	84
Расход влекомого наноса, кг/с)	0,71	0,8	2,8	16	48	74	120	45	10	2,0	0,5	0,28	26
Суммарное количество оттока твердых веществ, (кг/с)	0,88	1,6	11	65	200	300	490	180	42	8,3	1,8	1,2	110

Согласно данным, представленным в таблице 14, среднегодовой перенос наносов составлял 110 кг/с, соответственно 3,45 106 т/год. Из них 84 кг/с или 2,63 106 т/год приходится на взвешенный нанос, а 26 кг/с или 0,82 · 106 т/год приходится на влекомый нанос.

В «Гидрологическом исследовании бассейна реки Аргун» проведен анализ и даны результаты расчета среднегодового переноса наносов через профили плотин в бассейне реки Аргун (таблица 15.).

Таблица 17. Расчет среднегодовых объемов наносов *VN* в бассейне реки Аргун на профилях плотин будущих гидроэлектростанций

	водоток /профиль	Площадь бассейна		
	ГЭС ИТУМ-КАЛЕ	1,291	900,000	900,000
	ГЭС КОКАДОЙ	1,493	110,000	1,010,000
	ГЭС НИХАЛОЙ	17,171	90,000	1,100,000
	Вод. рейка Шатой	1,856	140,000	1,240,000
	ГЭС ЗОНЫ	1,920	70,000	1,310,000
	ГЭС ДУБА ЮРТ	3,174	850,000	2,160,000
	ГЭС ЧИРИ ЮРТ	3,204	50,000	2,210,000
	ГЭС ХИМА	400	350,000	350,000
	ГЭС ШАРО АРГУН	844	220,000	570,000
	ГЭС НЕЖИЛОЙАХК	988	90,000	660,000
	ГЭС УЛУС КЕРТ	1,034	30,000	690,000

## 6.2. Предотвращение внесения наносов в водохранилища, расположенные в бассейне реки Аргун

Наносы, накопившиеся в русле рек и водотоков в бассейне реки Аргун, поставят под угрозу расположенных вниз по течению реципиентов, то есть водохранилища гидроэлектростанций. Отложения на дне с одной стороны вызовут уменьшение полезного объема водохранилища, а с другой – могут нарушить правильную работу эвакуационных объектов плотины, таких как фундаментный выпуск.

Принимая во внимание, что извлечение наносов из водохранилищ в периоды опорожнения с целью технического осмотра и ремонта оборудования трудноосуществимо из-за относительно короткого периода времени, имеющегося в распоряжении, для извлечения относительно больших ожидаемых объемов наносов, а также из-за осложненного доступа средств механизации на территорию водохранилищ.

По этой причине, в качестве основной меры защиты водохранилища от засорения

наносами, предлагается строительство ряда объектов в бассейне реки, чья основная задача состоит в предотвращении внесения наносов на территорию водохранилища, то есть в задержке наносов на территории бассейна.

Принимая во внимание тот факт, что бассейн реки Аргун в морфологическом и геологическом смысле довольно разнообразен, невозможно предложить одно единственное решение, которое бы применялось на всей территории бассейна. Поэтому предполагается, что в качестве мер по предотвращению переноса наносов по руслу притоков будет применяться комбинация ранее описанных строительно-технических и биологических методов.

В верхних участках бассейна, с большими продольными уклонами водотока, предлагается строительство малых поперечных сооружений (бетонных или каменных), а в нижних частях предлагается возведение противоселевых дамб, которые будут задерживать оставшиеся наносы из бассейна.

Затопляемые пространства этих сооружений необходимо периодически, после каждого появления больших водных потоков, очищать, минимум каждые 5 лет. Для этих целей на территории бассейна необходимо предусмотреть свалки, на которых будут складироваться наносы, собранные защитными сооружениями.

Для проведения эффективной защиты водохранилищ от внесения наносов необходимо провести следующие мероприятия:

- собрать доступные исходные данные: геолого-петрографические и педологические карты территорий, подверженных воздействию селевых потоков, так как для определения режима стока и режима наносов на территориях, подверженных воздействию селевых потоков, важно знать долю песка, гравия, мергеля, глины, камней и других материалов; исследования климатических факторов, в первую очередь осадков (дождя и снега), а также ветра и температур воздуха и почвы
- выполнить визуальную проспекцию территорий для определения участков, наиболее подверженных эрозионным процессам, выполнить детальный осмотр растительного покрова на территориях, подверженных воздействию селевых потоков, и на основании доступных исходных данных и визуального осмотра предложить методы и возможные места расположения сооружений для защиты от эрозионных процессов
- выполнить детальные геодезические съемки предложенных мест расположения, разработать программу исследовательских работ и выполнить исследовательские работы
- на основании геодезических съемок и результатов исследовательских работ необходимо разработать необходимую проектную документацию для строительства объектов, причем необходимо стремиться к разработке типовых решений, которые можно будет применять на всей территории бассейна. Такие решения значительно влияют и на уменьшение стоимости возведения целого комплекса строений, и на стоимость последующих работ по эксплуатации.
- принимая во внимание, что большая часть наносов на расположенную на самом нижнем участке вниз по течению ГЭС Чири-юрт попадает из части бассейна реки, расположенного над створом плотины Хима, то предлагается после строительства ГЭС Чири-юрт приступить к строительству плотины и гидроэлектростанции Хима, в результате строительства которой будет остановлен перенос значительного количества наносов в нижние участки бассейна. Также при возведении гидроэлектростанций на реке Шаро-Аргун предлагается первой построить ГЭС Хима, как самую верхнюю вверх по течению плотину.

## **7. ЗАЩИТА ОТ НАВОДНЕНИЙ**

Наводнения относятся к одним из самых опасных природных явлений, так как приводят к человеческим жертвам, наносят большой материальный ущерб, разрушают культурные ценности, а также наносят большой ущерб экологии вследствие неконтролируемого распространения загрязнений известного и неизвестного происхождения посредством паводковых вод.

При защите от наводнений многоцелевые водохранилища играют значительную роль при задержке больших водных потоков на территории водохранилища и уменьшении максимальных расходов в части бассейна, расположенной вниз по течению.

Анализ трансформации водных потоков через предусмотренные водохранилища в бассейне реки Аргун проведен при условиях:

- заполненного водохранилища
- выпуск воды осуществляется через водосливы
- мгновенного закрытия затворов.

Предполагается также, что каждое отдельно взятое водохранилище работает самостоятельно, то есть, нет водохранилищ, расположенных вверх по течению, что является самым критичным случаем. Для таких условий работы проверена безопасность объектов гидроэлектростанции от переливов при прохождении больших водных масс.

Таблица 18. Расчет вероятности переливов через гребень плотины

1000 летний ПП				
Плотина	Максимальный расход водных масс, (м <sup>3</sup> /с)	Максимальный расход через водослив, (м <sup>3</sup> /с)	Редукция, (%)	Максимальный уровень воды, м
Чири-юрт	1210,0	1205,0	99,6	332,0
Дуба-юрт	1200,0	1159,0	96,6	390,0
Зоны	796,0	794,0	99,8	495,0
Нихалой	726,3	723,7	99,6	623,0
Кокадой	648,3	645,5	99,6	760,0
Итум-Кале	574,3	536,6	93,4	950,0
Улус-Керт	480,0	471,9	98,3	499,9
Нежилой-ахк	713,0	689,0	96,6	691,6
Шаро-Аргун	407,0	371,2	91,2	835,0
Хима	362,8	312,8	86,2	1335,0

Таблица 19. Расчет вероятности переливов через гребень плотины

10 000 летний ПП				
Плотина	Максимальный расход водных масс, (м <sup>3</sup> /с)	Максимальный расход через водослив, (м <sup>3</sup> /с)	Редукция, (%)	Максимальный уровень воды, м
Чири-Юрт	1720,0	1714,0	99,6	333,0
Дуба-Юрт	1700,0	1626,0	95,6	391,0
Зоны	1170,0	1162,0	99,4	496,0
Нихалой	1080,3	1076,3	99,6	624,3
Кокадой	970,3	950,2	97,9	761,2
Итум-Кале	868,9	574,1	66,1	950,2
Улус-Керт	737,0	717,0	97,3	501,8
Нежилойахк	713,0	689,0	96,6	691,6
Шаро-Аргун	407,0	371,2	91,2	835,0
Хима	362,8	312,9	86,2	1335,0

Из таблиц 18 и 19 видно, что наибольшее влияние на редукцию водных масс оказывают плотины Итум-Кале и Хима, самые верхние вверх по течению в бассейне, что является ожидаемым результатом, принимая во внимание то, что они обладают наибольшим объемом. Это подчеркивает их важность в строительстве целого каскада, так как, кроме того, что они оказывают влияние на регулирование расхода воды для нужд производства электроэнергии, ирригации и водоснабжения, они в значительной степени снижают риск возникновения наводнений на территориях, расположенных вниз по течению.

## 8. РИСУНКИ

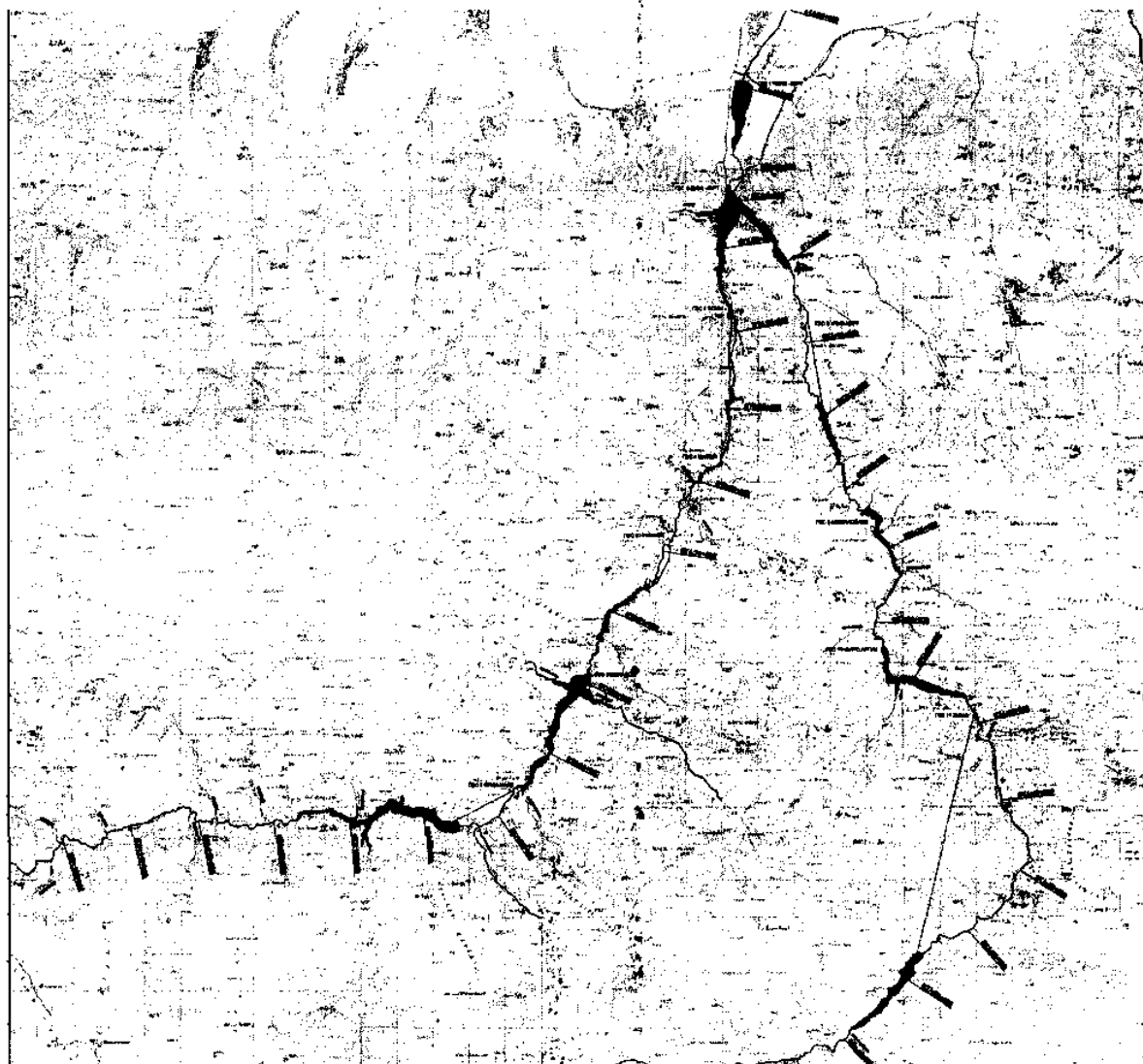


Рис. 1. Ситуационный план использования бассейна в энергетических целях  
для варианта 1.  
Масштаб 1:100 000

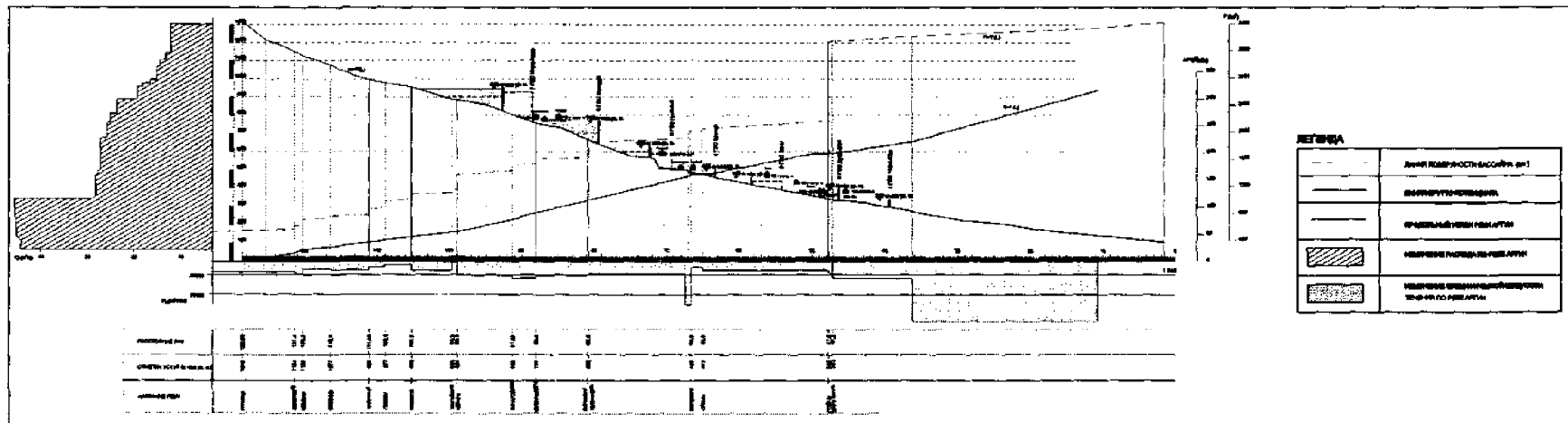


Рис. 2. Продольный профиль р. Аргун с размещенными гидроэлектростанциями для варианта 1



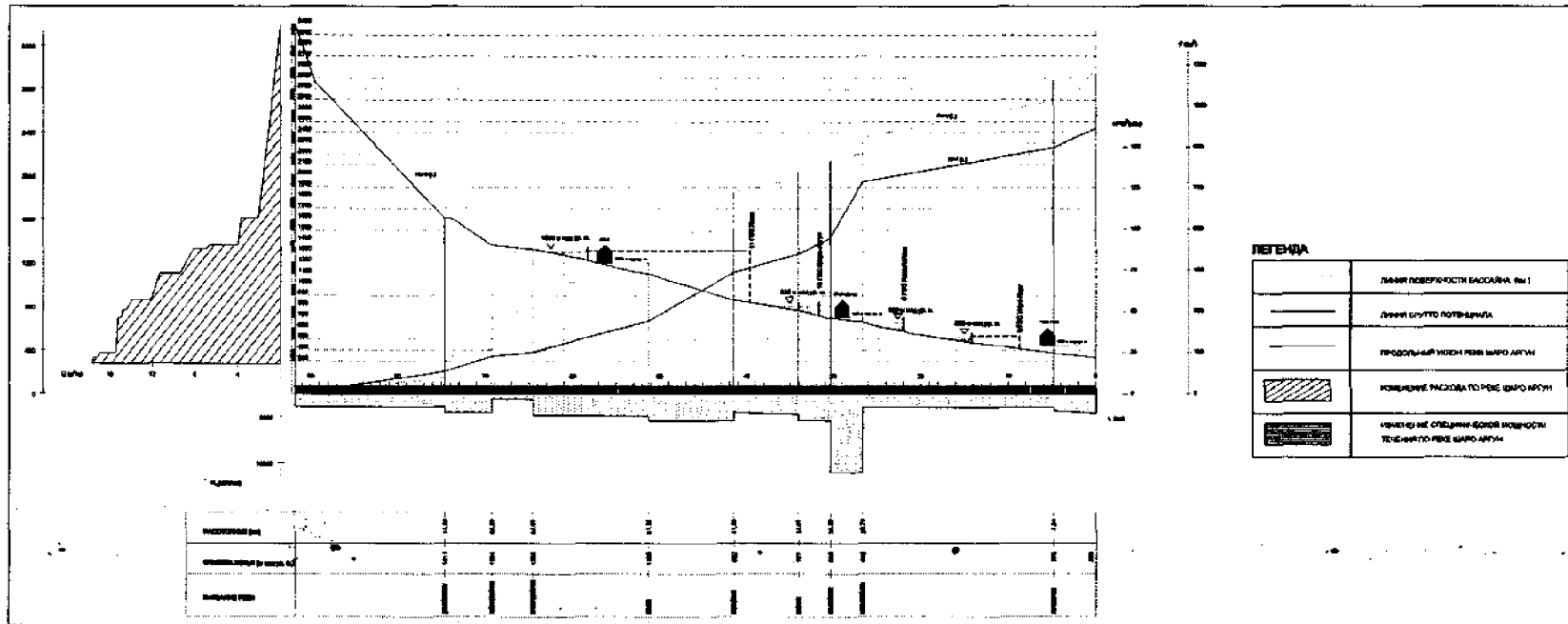


Рис. 3. Продольный профиль р. Шаро-Аргун с размещенными гидроэлектростанциями для варианта 1

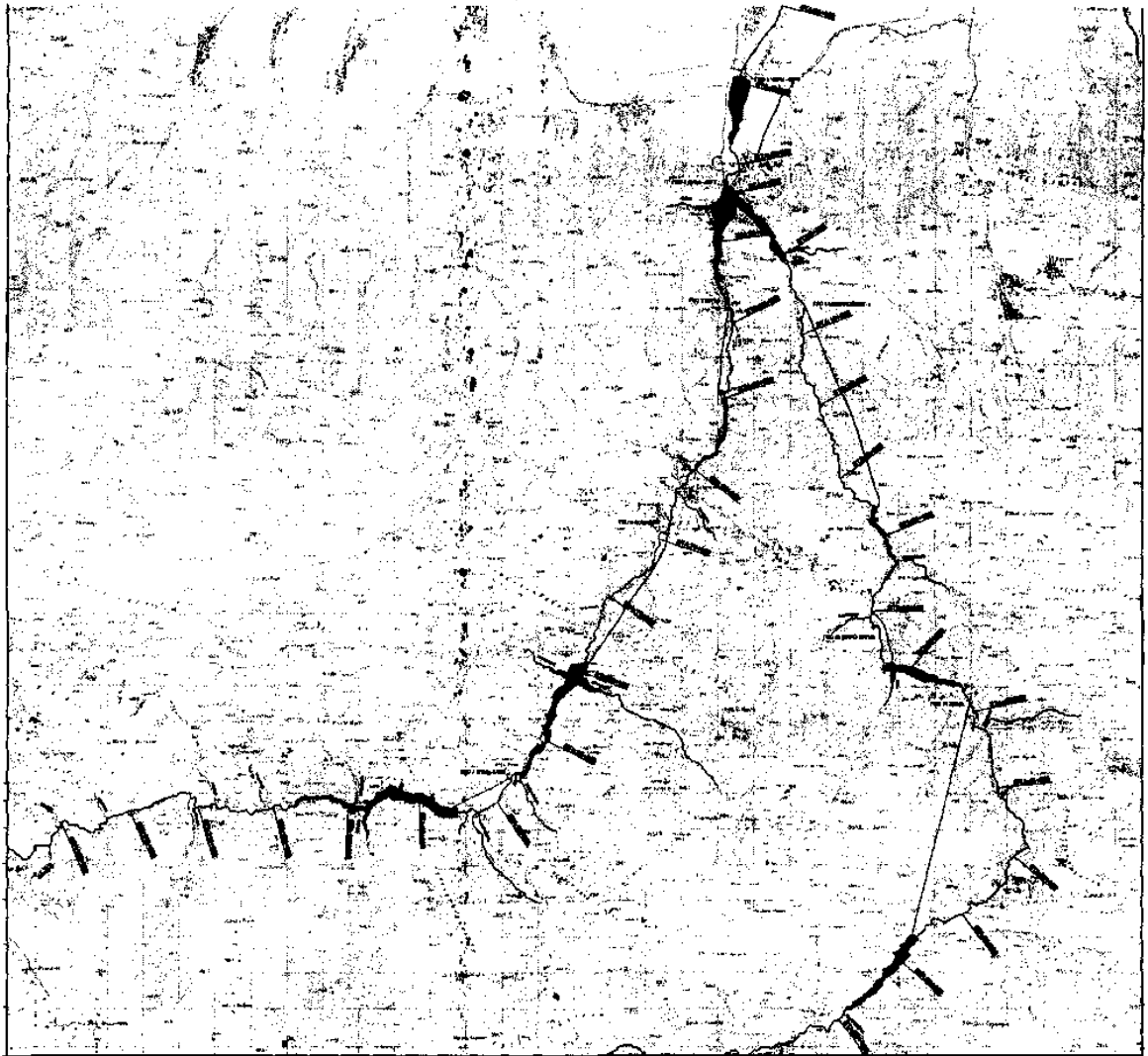


Рис. 4. Ситуационный план использования бассейна в энергетических целях  
для варианта 2.  
Масштаб 1:100 0000

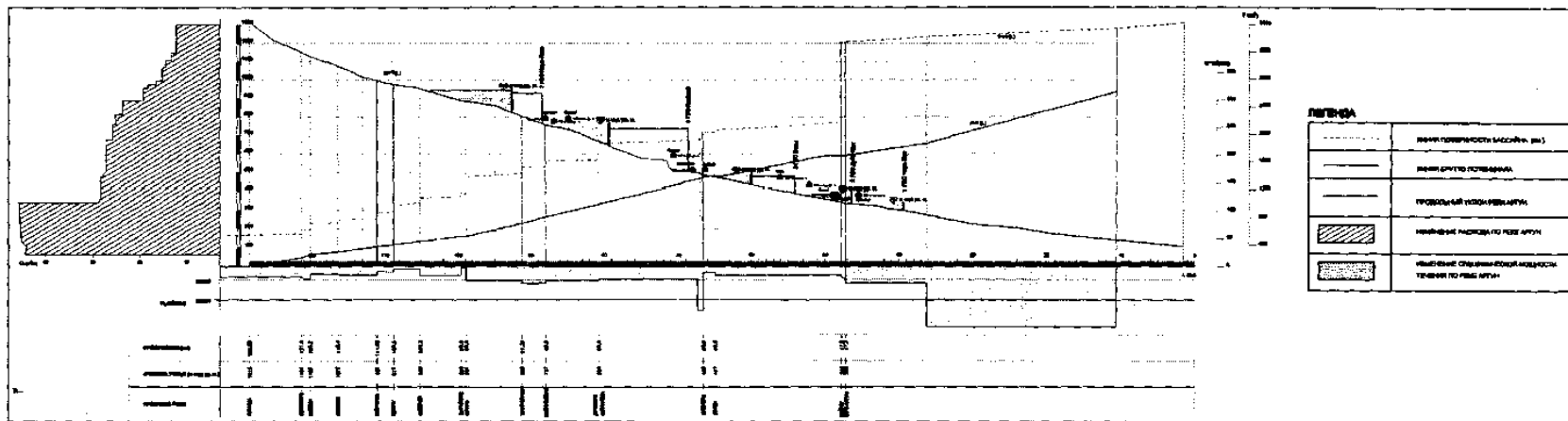


Рис. 5. Продольный профиль р. Аргун с размещенными гидроэлектростанциями для варианта 2

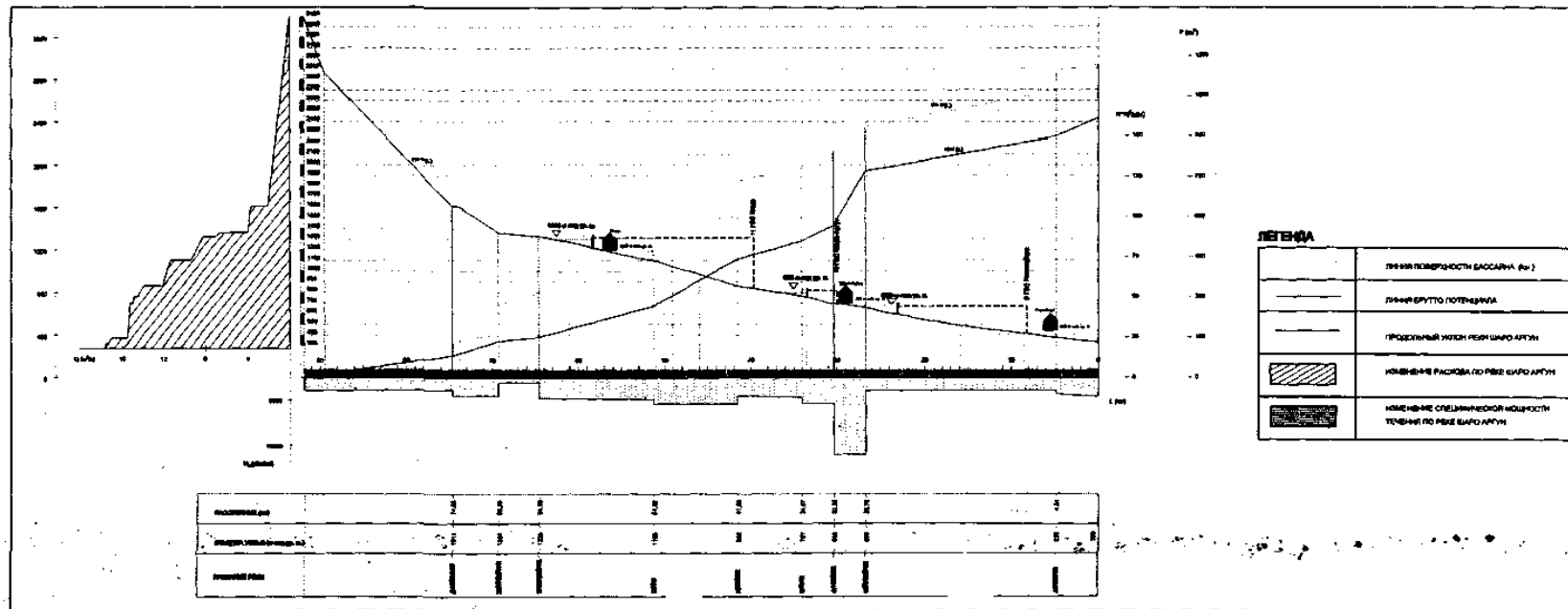


Рис. 6. Продольный профиль р. Шаро-Аргун с размещенными гидроэлектростанциями для варианта 2

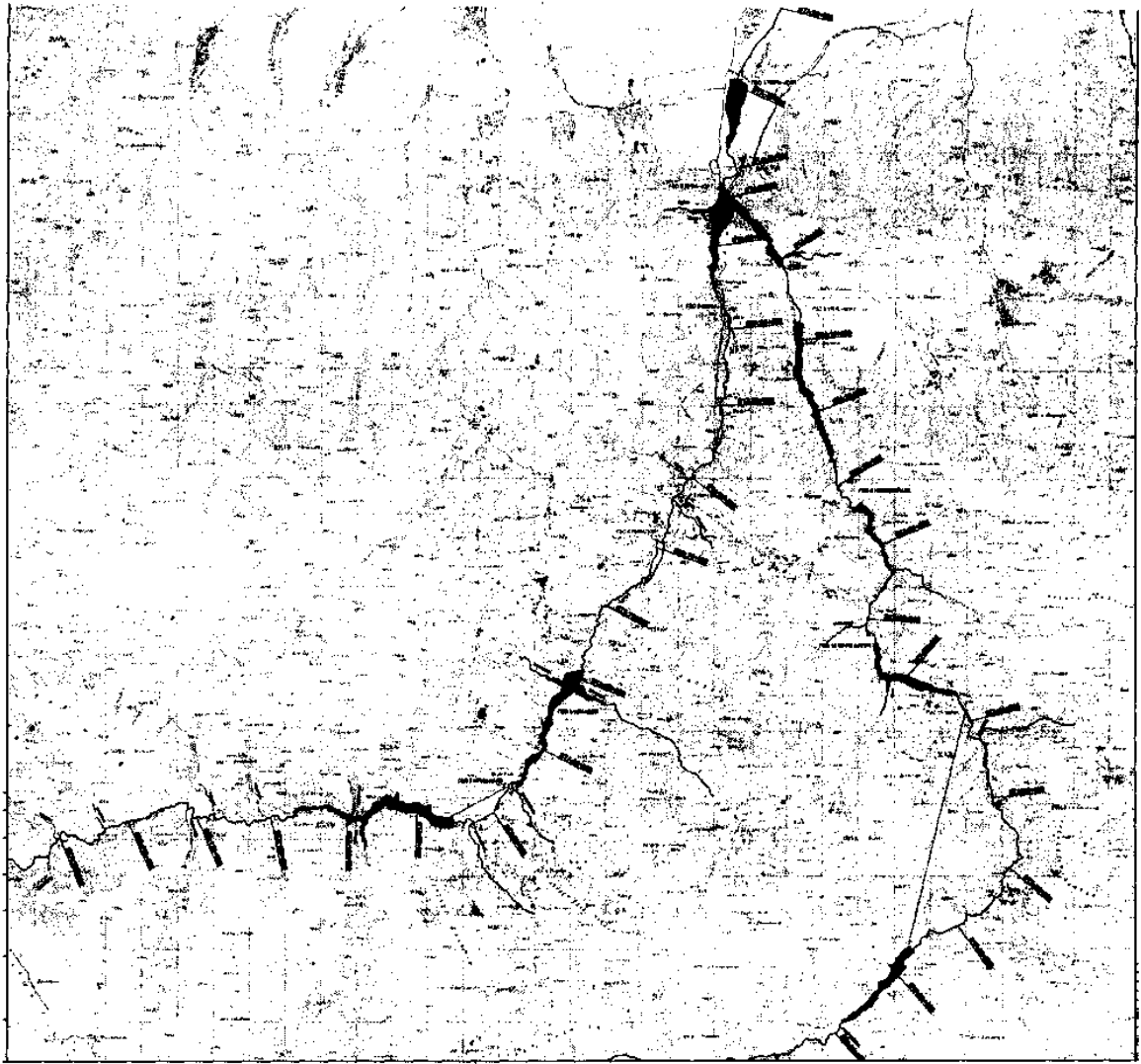


Рис. 7. Ситуационный план использования бассейна в энергетических целях  
для варианта 3.  
Масштаб 1:100 0000

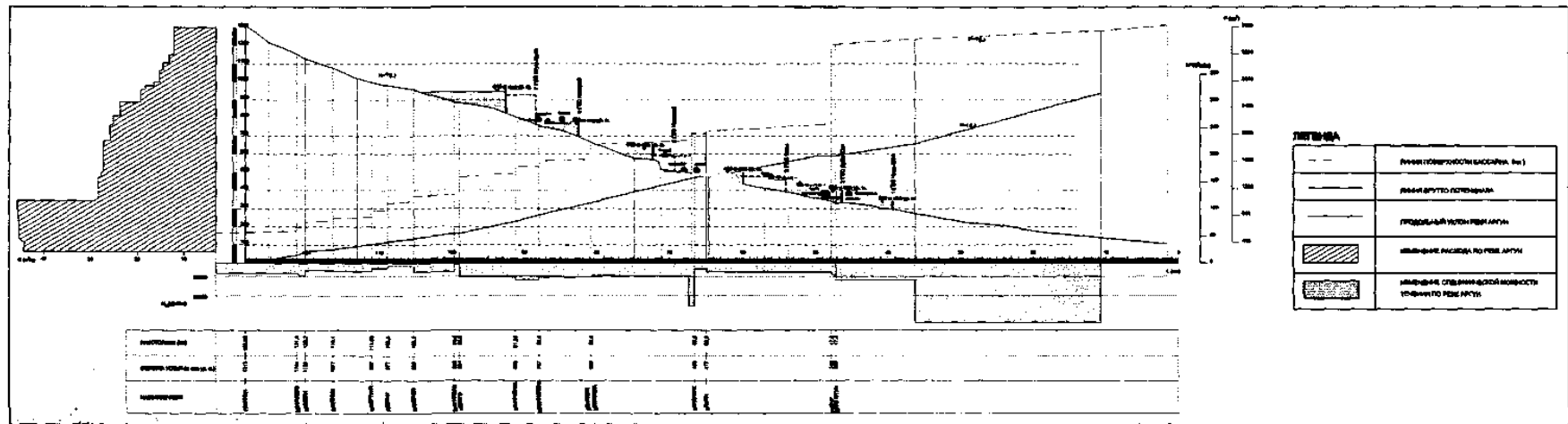


Рис. 8. Продольный профиль р. Аргун с размещенными гидроэлектростанциями для варианта 3

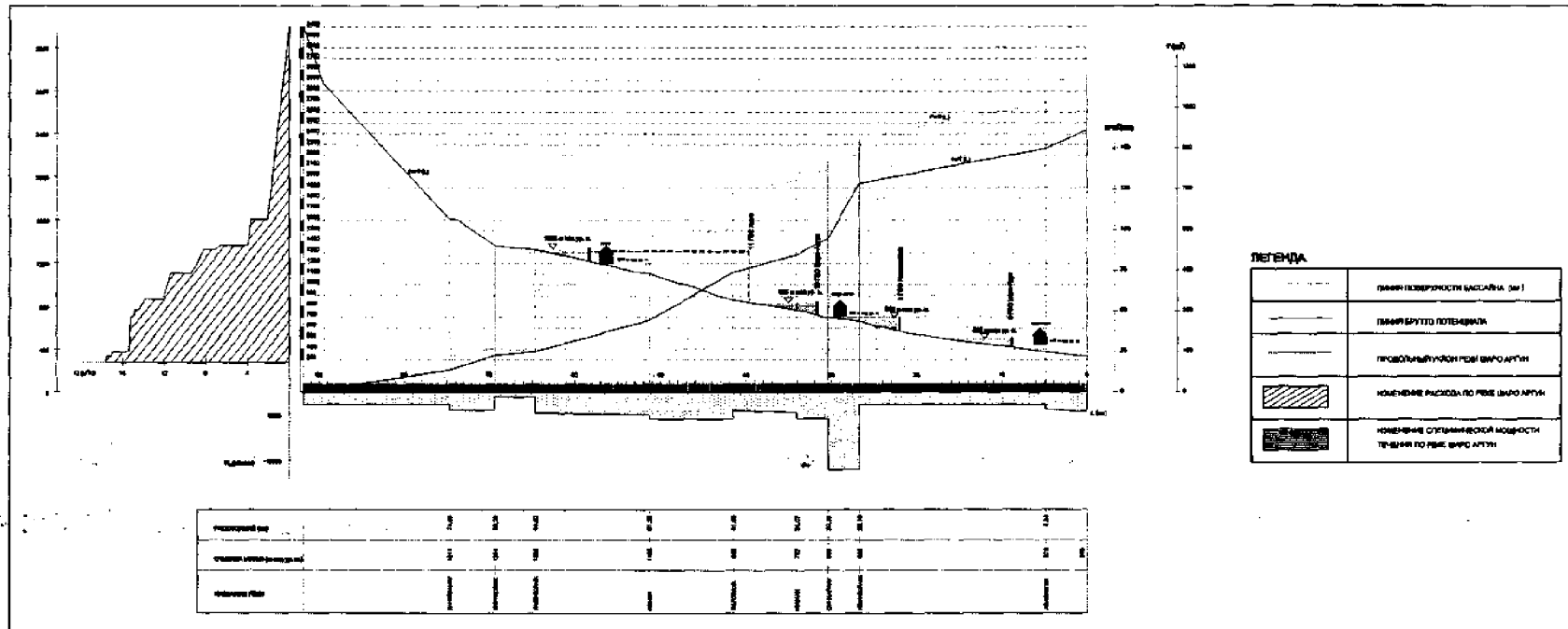


Рис. 9. Продольный профиль р. Шаро-Аргун с размещенными гидроэлектростанциями для варианта 3

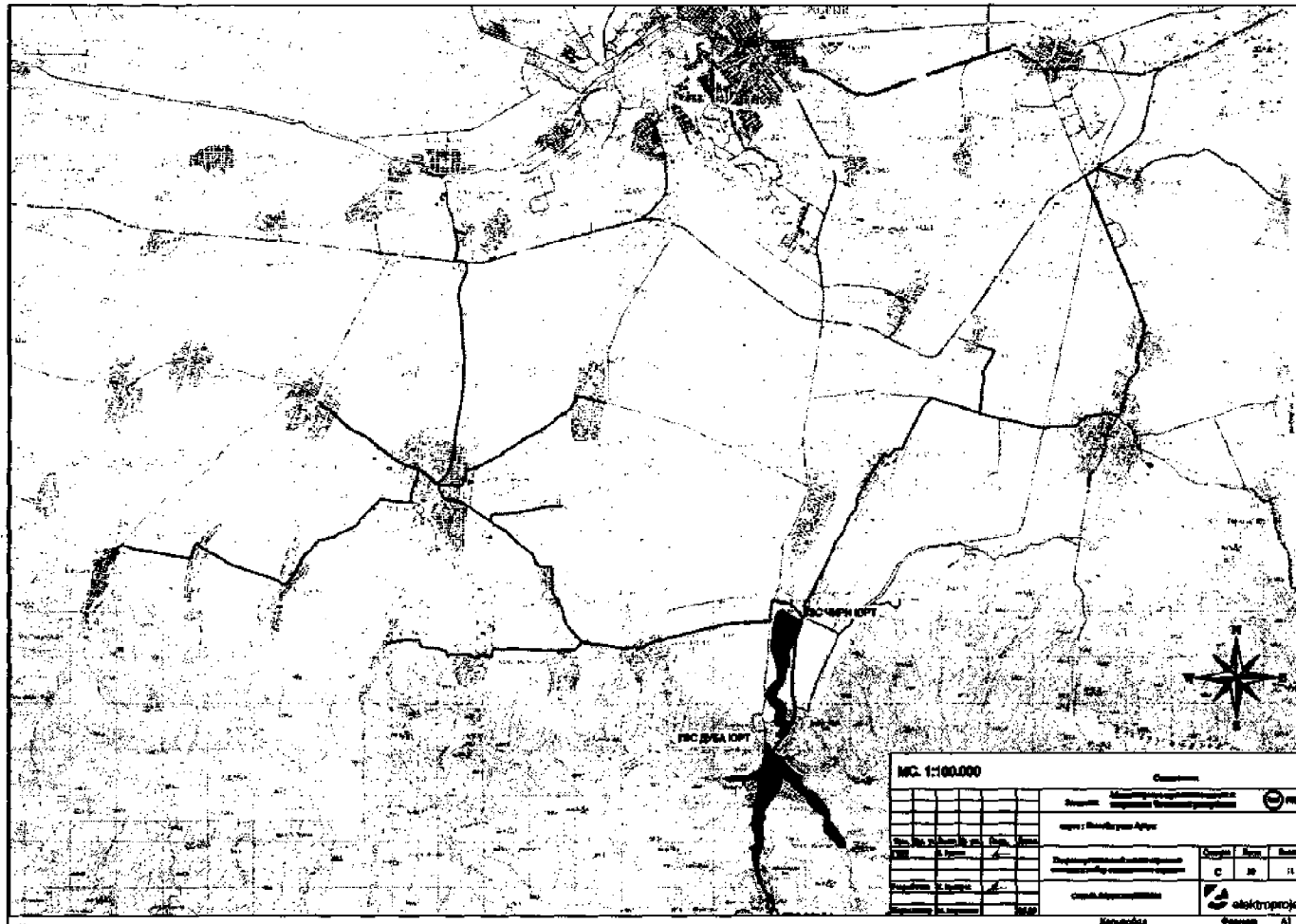


Рис. 10. Гидроэнергетический анализ вариантов системы и выбор оптимального варианта



Таблица 1. График реализации инвест. проекта "Строительство каскада ГЭС на реке Аргун"

Показатели приводятся в процентах от общего объема выполнения в периоде

№ п/п	Структура инвестиций	Период (в годах реализации)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1. Приобретение имущественных прав (земля, объекты недвижимости, существующее производство...)</b>												
1.1	Приобретение имущественных прав	X	13,3%	13,3%	24,5%	24,5%	24,5%	X	X	X	X	X
1.2		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
1.3		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<b>2. Приобретение нематериальных активов (лицензии, разрешения, патенты, товарные знаки, технологии)</b>												
2.1	Разрешительная документация и технологии	X	5,31%	5,31%	5,31%	5,31%	5,31%	14,69%	14,69%	14,69%	14,69%	14,69%
2.2		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2.3		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<b>3. Разработка проектно-сметной документации, проведение подготовительных работ</b>												
3.1	Обследовательские работы	X	13,28%	13,28%	24,48%	24,48%	24,48%	X	X	X	X	X
3.2	ПИР	X	6,64%	6,64%	6,64%	6,64%	18,36%	18,36%	18,36%	18,36%	X	X
3.3	Экспертиза	X	6,64%	6,64%	6,64%	6,64%	18,36%	18,36%	18,36%	18,36%	X	X
3.4	Авторский надзор	X	6,64%	6,64%	6,64%	6,64%	18,36%	18,36%	18,36%	18,36%	X	X
<b>4. Осуществление материальных затрат (с расшифровкой по основным элементам)</b>												
4.1	Строительно-монтажные работы	X	1,33%	3,45%	5,05%	7,97%	8,76%	3,67%	9,55%	13,95%	22,03%	24,24%
4.2	Оборудование	X	1,33%	3,45%	5,05%	7,97%	8,76%	3,67%	9,55%	13,95%	22,03%	24,24%
4.3	Прочие затраты	X	1,33%	3,45%	5,05%	7,97%	8,76%	3,67%	9,55%	13,95%	22,03%	24,24%

\*\* - Показатели данного графика - в процентах выполнения по каждой статье затрат в периоде реализации инвестпроекта

Таблица 2. Принятые допущения макроэкономических показателей

№	Показатели	Период (в годах)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	<i>Емкость регионального рынка на текущий период:</i>											
	в натуральных показателях (тыс.кВт.ч.)	X	94000000	97000000	100000000	103000000	107000000	111000000	115000000	119000000	122000000	126000000
	в стоимостных показателях (в тыс.руб.)	X	189880000	28518000,0	29400000,0	30282000,0	31458000,0	32634000,0	33810000,0	34986000,0	35868000,0	37044000,0
2	<i>Емкость национального рынка на текущий период:</i>											
	в натуральных показателях (тыс.кВт.ч.)	X	1197000000	1240000000	1300000000	1350000000	1380000000	1426000000	1500000000	1570000000	1640000000	1710000000
	в стоимостных показателях (в тыс.руб.)	X	2417940000	2680136000	3006507400	3340692261	3653974957	4040078311	4547212966	5092575375	5692007177	6350405812
3	<i>Емкость внешнего рынка на текущий период (экспорт):</i>											
	в натуральных показателях	X										
	в стоимостных показателях	X										
4	<i>Динамика роста рынка (проценты)</i>											
	регионального	X	5%	3,19%	3,09%	3,00%	3,88%	3,74%	3,60%	3,48%	2,52%	3,28%
	национального	X	5%	3,59%	4,84%	3,85%	2,22%	3,33%	5,19%	4,67%	4,46%	4,27%
	внешнего	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	<i>Предполагаемая динамика роста занимаемой доли рынка (проценты)</i>											
	регионального	X	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,24%	0,28%	0,30%	0,29%	0,28%
	национального	X	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
	внешнего	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Таблица 3. Принятые допущения по инвестиционному потоку

№ п/п	Структура инвестиций	Период (в годах реализации)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1. Приобретение имущественных прав (земля, объекты недвижимости, существующее производство...)</b>												
1.1	Приобретение имущественных прав	X	27344,5	27344,5	50413,5	50413,5	50413,5	-	-	-	-	-
1.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. Приобретение нематериальных активов (лицензии, разрешения, патенты, товарные знаки, технологии)</b>												
2.1	Нематериальные активы	X	54689,0	54689,0	54689,0	54689,0	54689,0	151240,5	151240,5	151240,5	151240,5	151240,5
2.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. Разработка проектно-сметной документации, проведение подготовительных работ (с учетом реализации 2-х из 3-х очередей проекта)</b>												
3.1	Обследовательские работы	190 000 ,0	30625,84	30625,84	56463,12	56463,12	56463,12	-	-	-	-	-
3.2	ПИР	X	149300,97	149300,97	149300,97	149300,97	412886,565	412886,565	412886,565	412886,565	-	-
3.3	Экспертиза	X	17227,04	17227,04	17227,04	17227,04	47640,76	47640,76	47640,76	47640,76	-	-
3.4	Авторский надзор	X	9570,58	9570,58	9570,58	9570,58	26467,09	26467,09	26467,09	26467,09	-	-
<b>4. Осуществление материальных затрат (1-ая очередь: 2010-2014гг.; 2-ая очередь: 2015-2019гг.; 3-ья очередь 2020-2025гг.)</b>												
4.1	Строительно-монтажные работы	X	182114,37	473497,36	692034,606	1092686,22	1201954,84	503630,87	1309440,25	1913797,29	3021785,19	3323963,71
4.2	Оборудование	X	285476,58	742239,11	1084811	1712859,48	1884145,43	789475,41	2052636,07	3000006,56	4736852,46	5210537,71
4.3	Прочие затраты	X	24610,05	63986,13	93518,19	147660,3	162426,33	68058,23	176951,39	258621,26	408349,35	449184,29

\*\* - Показатели данного графика - в стоимостных единицах по каждой статье затрат в периоде реализации инвестпроекта

Таблица 4. Принятые допущения по операционному потоку

Таблица 4

№	Показатели	Период (в годах)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	<b>Производственная мощность</b>		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	по основным видам продукции: выработка электроэнергии (тыс.кВт.ч.)	X	X	X	X	X	X	355600	355600	355600	355600	355600
2.	<b>Выручка (по видам продукции / работ / услуг)</b>	X	-	-	-	-	-	242697,00	313639,20	369824,00	394716,00	423164,00
	А) выработка электроэнергии (тыс.руб.)	X	-	-	-	-	-	242697,00	313639,20	369824,00	394716,00	423164,00
	Количество (тыс.кВт.ч.)	X	-	-	-	-	-	266700,00	320040,00	355600,00	355600,00	355600,00
	Стоимость для ФОРЭМ (руб./кВт.ч.)	X	0,65	0,70	0,74	0,80	0,85	0,91	0,98	1,04	1,11	1,19
	Стоимость для конечных потребителей (руб./кВт.ч.)	X	2,02	2,16	2,31	2,47	2,65	2,83	3,03	3,24	3,47	3,71
3.	<b>Себестоимость (в т.ч. по видам продукции)</b>	X	-	-	-	-	-	194157,6	250911,4	295859,2	315772,8	338531,2
	А) выработка электроэнергии	X	-	-	-	-	-	194157,6	250911,4	295859,2	315772,8	338531,2
	в том числе: 1. прямые постоянные расходы	X	-	-	-	-	-	169887,9	219547,4	258876,8	276301,2	296214,8
	2. накладные расходы	X	-	-	-	-	-	24269,7	31363,9	36982,4	39471,6	42316,4
4.	<b>Налоговые обязательства (ВСЕГО)</b>	X	-	-	-	-	-	58378,9	75443,5	88958,3	94945,9	101788,9
	в том числе: 1. бюджетные фонды:	X	-	-	-	-	-	46729,5	60388,8	71206,8	75999,6	81477,0
	1.1. НДС	X	-	-	-	-	-	37021,6	47843,3	56413,8	60210,9	64550,4
	1.2. налог на прибыль	X	-	-	-	-	-	9707,9	12545,6	14793,0	15788,6	16926,6
	2. внебюджетные фонды	X	-	-	-	-	-	11649,5	15054,7	17751,6	18946,4	20311,9

Таблица 5. Принятые допущения по финансовому потоку

№	Показатели	Период (в годах)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Структура финансирования инвестиций (в процентах)	100%	1,90%	3,81%	5,36%	7,99%	9,46%	4,85%	10,14%	14,11%	20,20%	22,18%
	ОАО "Русгидро"	50%	0,95%	1,90%	2,681%	4,00%	4,73%	2,43%	5,07%	7,05%	10,10%	11,09%
	средства инвестфонда РФ	40%	0,76%	1,52%	2,144%	3,20%	3,78%	1,94%	4,06%	5,64%	8,08%	8,87%
	бюджетное финансирование	10%	0,19%	0,38%	0,536%	0,80%	0,95%	0,49%	1,01%	1,41%	2,02%	2,22%

- Примечание:
- 1) Инвестиционные затраты по укрупненной смете данного проекта составляют ориентировочно 80451,7 млн. руб.;
  - 2) Реализация проекта предусматривает 3 очереди:  
в том числе:  
1-ая очередь (период строительства 2010-2014гг.) - 10937,8 млн.руб.;  
2-ая очередь (период строительства 2015-2019гг.) - 30248,1 млн.руб.;  
3-ья очередь (период строительства с 2020-2025гг.) - 39265,8 млн.руб.;
  - 3) В таблице №2 Показатели "Емкость рынков" применены по данным ОАО "Агентство по прогнозированию баланса в электроэнергетике" (АПБЭ)
  - 4) В таблице №3 ед. измерения равна тыс.руб.;

Таблица 1. График реализации инвестпроекта "Использование гидроэнергетического потенциала малых горных рек"

Показатели приводятся в процентах от общего объема выполнения в периоде

№ п/п	Структура инвестиций	Период (в годах реализации)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1. Приобретение имущественных прав (земля, объекты недвижимости, существующее производство...)</b>												
1.1	Приобретение имущественных прав	X	X	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	X
1.2		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
1.3		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<b>2. Приобретение нематериальных активов (лицензии, разрешения, патенты, товарные знаки, технологии)</b>												
2.1	Разрешительная документация и технологии	X	X	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	X
2.2		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2.3		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<b>3. Разработка проектно-сметной документации, проведение подготовительных работ</b>												
3.1	Обследовательские работы	X	X	50,00%	50,00%	X	X	X	X	X	X	X
3.2	ПИР	X	X	X	33,33%	33,33%	33,33%	X	X	X	X	X
3.3	Экспертиза	X	X	X	33,33%	33,33%	33,33%	X	X	X	X	X
3.4	Авторский надзор	X	X	X	33,33%	33,33%	33,33%	X	X	X	X	X
<b>4. Осуществление материальных затрат (с расшифровкой по основным элементам)</b>												
4.1	Строительно-монтажные работы	X	X	X	X	X	5,00%	13,00%	19,00%	30,00%	33,00%	X
4.2	Оборудование	X	X	X	X	X	5,00%	13,00%	19,00%	30,00%	33,00%	X
4.3	Прочие затраты	X	X	X	X	X	5,00%	13,00%	19,00%	30,00%	33,00%	X

\*\* - Показатели данного графика - в процентах выполнения по каждой статье затрат в периоде реализации инвестпроекта

Таблица 2. Принятые допущения макроэкономических показателей

№	Показатели	Период (в годах)											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	<i>Емкость регионального рынка (по СКФО и ЮФО) на текущий период:</i>												
	в натуральных показателях (тыс.кВт.ч.)	X	94000 000	97000 000	10000 0000	10300 0000	10700 0000	11100 0000	115000 000	11900 0000	12200 0000	12600 0000	
	в стоимостных показателях (в тыс.руб.)	X	18988 0000	28518 000,0	29400 000,0	30282 000,0	31458 000,0	32634 000,0	338100 00,0	34986 000,0	35868 000,0	37044 000,0	
2	<i>Емкость национального рынка (по РФ) на текущий период:</i>												
	в натуральных показателях (тыс.кВт.ч.)	X	11970 00000	12400 00000	13000 00000	13500 00000	13800 00000	14260 00000	150000 0000	15700 00000	16400 00000	17100 00000	
	в стоимостных показателях (в тыс.руб.)	X	24179 40000	26801 36000	30065 07400	33406 92261	36539 74957	40400 78311	454721 2966	50925 75375	56920 07177	63504 05812	
3	<i>Емкость внешнего рынка на текущий период (экспорт):</i>												
	в натуральных показателях	X											
	в стоимостных показателях	X											
4	<i>Динамика роста рынка (проценты)</i>												
	регионального	X	5%	3,19%	3,09%	3,00%	3,88%	3,74%	3,60%	3,48%	2,52%	3,28%	
	национального	X	5%	3,59%	4,84%	3,85%	2,22%	3,33%	5,19%	4,67%	4,46%	4,27%	
	внешнего	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
5	<i>Предполагаемая динамика роста занимаемой доли рынка (проценты)</i>												
	регионального	X	0,00 %	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,05%	0,09%	0,17%	0,29%	0,40%	
	национального	X	0,00 %	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,02%	0,03%	
	внешнего	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	

Таблица 3. Принятые допущения по инвестиционному потоку

№ п/п	Структура инвестиций	Период (в годах реализации)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1. Приобретение имущественных прав (земля, объекты недвижимости, существующее производство...)</b>												
1.1	Приобретение имущественных прав	X	-	3125,0	3125,0	3125,0	3125,0	3125,0	3125,0	3125,0	3125,0	-
1.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. Приобретение нематериальных активов (лицензии, разрешения, патенты, товарные знаки, технологии)</b>												
2.1	Нематериальные активы	X	-	15625,0	15625,0	15625,0	15625,0	15625,0	15625,0	15625,0	15625,0	-
2.2		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3		X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. Разработка проектно-сметной документации, проведение подготовительных работ</b>												
3.1	Обследовательские работы	X	-	14000,0	14000,0	-	-	-	-	-	-	-
3.2	ПИР	X	-	-	91000,0	91000,0	91000,0	-	-	-	-	-
3.3	Экспертиза	X	-	-	10500,0	10500,0	10500,0	-	-	-	-	-
3.4	Авторский надзор	X	-	-	5833,3	5833,3	5833,3	-	-	-	-	-
<b>4. Осуществление материальных затрат</b>												
4.1	Строительно-монтажные работы	X	-	-	-	-	83250,0	216450,0	316350,0	499500,0	549450,0	-
4.2	Оборудование	X	-	-	-	-	130500,0	339300,0	495900,0	783000,0	861300,0	-
4.3	Прочие затраты	X	-	-	-	-	11250,0	29250,0	42750,0	67500,0	74250,0	-

\*\* - Показатели данного графика - в стоимостных единицах по каждой статье затрат в периоде реализации инвестпроекта



Таблица 4. Принятые допущения по операционному потоку

№	Показатели	Период (в годах)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	<b>Производственная мощность</b>		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	по основным видам продукции: выработка электроэнергии (тыс.кВт.ч.)	X	X	X	X	X	X	50000	100000	200000	350000	500 000,0
2.	<b>Выручка (по видам продукции / работ / услуг)</b>	X	-	-	-	-	-	45500,00	98000,00	208000,00	388500,00	595 000,00
	А) выработка электроэнергии (тыс.руб.)	X	-	-	-	-	-	45500,00	98000,00	208000,00	388500,00	595 000,00
	Количество (тыс.кВт.ч.)	X	-	-	-	-	-	50	100	200	350	500 000,0
	Стоимость для ФОРЭМ (руб./кВт.ч.)	X	-	-	-	-	-	000,0	000,0	000,0	000,0	500 000,0
	Стоимость для конечных потребителей (руб./кВт.ч.)	X	0,65	0,70	0,74	0,80	0,85	0,91	0,98	1,04	1,11	1,19
	X	2,02	2,16	2,31	2,47	2,65	2,83	3,03	3,24	3,47	3,71	
3.	<b>Себестоимость (в т.ч. по видам продукции)</b>	X	-	-	-	-	-	36400,0	78400,0	166400,0	310800,0	476000,0
	А) выработка электроэнергии		-	-	-	-	-	36400,0	78400,0	166400,0	310800,0	476000,0
	в том числе: 1. прямые постоянные расходы		-	-	-	-	-	31850,0	68600,0	145600,0	271950,0	416500,0
	2. накладные расходы		-	-	-	-	-	4550,0	9800,0	20800,0	38850,0	59500,0
4.	<b>Налоговые обязательства (ВСЕГО:)</b>		-	-	-	-	-	10944,7	23573,2	50032,8	93450,7	143122,7
	в том числе: 1. бюджетные фонды:		-	-	-	-	-	8760,7	18869,2	40048,8	74802,7	114562,7
	1.1. НДС		-	-	-	-	-	6940,7	14949,2	31728,8	59262,7	90762,7
	1.2. налог на прибыль		-	-	-	-	-	1820,0	3920,0	8320,0	15540,0	23800,0
	2. внебюджетные фонды		-	-	-	-	-	2184,0	4704,0	9984,0	18648,0	28560,0

Таблица 5. Принятые допущения по финансовому потоку

№	Показатели	Период (в годах)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Структура финансирования инвестиций (в процентах)	100%	0,00%	0,66%	2,80%	2,52%	7,02%	12,08%	17,48%	27,38%	30,08%	0,00%
	ОАО "Русгидро"	50%	0,00%	0,33%	1,401%	1,26%	3,51%	6,04%	8,74%	13,69%	15,04%	0,00%
	средства инвестфонда РФ	40%	0,00%	0,26%	1,121%	1,01%	2,81%	4,83%	6,99%	10,95%	12,03%	0,00%
	бюджетное финансирование	10%	0,00%	0,07%	0,280%	0,25%	0,70%	1,21%	1,75%	2,74%	3,01%	0,00%

Примечание: 1) Инвестиционные затраты по укрупненной смете данного проекта составляют ориентировочно 5000,0 млн. руб.;

2) Проект предусматривает использование гидроэнергетического потенциала 24 горных рек.

3) В таблице №2 Емкость рынков применена согласно данных ОАО "Агентство по прогнозированию баланса в электроэнергетике" (АПБЭ)

4) В таблице №3 ед. измерения равна тыс.руб.;

---

Приложение №3  
к Программе развития энергетики  
Чеченской Республики  
на период до 2030 года

**Том III. ПОДПРОГРАММА «ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ  
И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ»**

## АННОТАЦИЯ

В данном отчете представлена подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии» в рамках программы «Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.» Отчет состоит из четырех глав. В первой главе представлены данные по ветроэнергетике. Вопросы перспективы развития солнечной энергетики в Чеченской Республике рассмотрены во второй главе. Третья глава посвящена использованию турбодетандерных установок в газовых сетях Чеченской Республики. Перспективы развития биоэнергетики в регионе описаны в четвертой главе.

		<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>	
		<b>ПАСПОРТ</b>	<b>4</b>
		<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>6</b>
<b>1</b>		<b>ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА</b>	<b>8</b>
	<b>1.1</b>	Ветроэнергетика: основные понятия и принципы классификации	<b>8</b>
	<b>1.2</b>	Обзор ветроэнергетики в России	<b>16</b>
	<b>1.3</b>	Перспективы развития ветроэнергетики России. Инвестиции	<b>21</b>
	<b>1.4</b>	Программа развития ветроэнергетики Чеченской Республики	<b>33</b>
<b>2</b>		<b>ПОТЕНЦИАЛ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ</b>	<b>47</b>
	<b>2.1</b>	Анализ состояния развития солнечной энергетики в РФ	<b>47</b>
	<b>2.2</b>	Потенциал солнечной энергетики Чеченской Республики	<b>51</b>
	<b>2.3</b>	Перспективы развития рынка	<b>52</b>
	<b>2.4</b>	Реализация проекта солнечной энергетики. Стоимость проекта	<b>54</b>
<b>3</b>		<b>ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ</b>	<b>58</b>
	<b>3.1</b>	Система газоснабжения	<b>60</b>
	<b>3.2</b>	Реализованные схемы работы ДГА на ГРС и ГРП	<b>63</b>
	<b>3.3</b>	Предлагаемые схемы использования ДГА	<b>67</b>
	<b>3.4</b>	Оценка эффективности работы схем	<b>74</b>
	<b>3.5</b>	Анализ функционирования газовых сетей	<b>76</b>
	<b>3.6</b>	Ресурсный потенциал	<b>77</b>
	<b>3.7</b>	Турбодетандерные установки	<b>80</b>
<b>4</b>		<b>РЕСУРСЫ БИОМАССЫ</b>	<b>84</b>
	<b>4.1</b>	Технологии в сфере биоэнергетики	<b>85</b>
	<b>4.2</b>	Системы для производства биогаза	<b>91</b>
	<b>4.3</b>	Использование биогаза от твердых бытовых отходов	<b>97</b>
	<b>4.4</b>	Потенциал биогаза от утилизации отходов ТБО	<b>103</b>
	<b>4.5</b>	Потенциал биогаза от отходов сельского хозяйства	<b>106</b>
		<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	<b>114</b>

ПАСПОРТ

подпрограммы использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Чеченской Республики на период до 2030 г.

Наименование документа	Подпрограмма использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Чеченской Республики на период до 2030 г
Основание разработки Подпрограммы	Госконтракт № 11 от 26.05.2010 г. на разработку "Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года"
Заказчик Подпрограммы	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Разработчик Подпрограммы	Комплексный научно-исследовательский институт РАН
Цели Подпрограммы	Максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов для обеспечения роста валового регионального продукта и повышения качества жизни населения Чеченской Республики
Задачи Подпрограммы	1.Выявление экономически обоснованных направлений вовлечения в топливно-энергетический комплекс Чеченской Республики природных энергетических ресурсов. 2.Качественное и полное обеспечение населения и экономики Чеченской Республики энергоресурсами по доступным тарифам. 3.Реализация приоритетных инвестиционных проектов; 4.Содействие исполнению обязательств Российской Федерации по международным соглашениям в области экологии и охраны окружающей среды в рамках Киотского протокола
Сроки реализации Подпрограммы	2011-2030 годы
Перечень разделов Подпрограммы	1. Использование возобновляемых и нетрадиционных источников энергии 1.1.Ветроэнергетика 1.2.Использование солнечной энергии 1.3.Турбодетандерные установки 1.4.Использование биогаза 2. Экологические аспекты 3. Реализация Киотского протокола 4. Ресурсное обеспечение Подпрограммы 5. Государственная политика в сфере использования возобновляемых источников энергии 6. Инвестиционная политика

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

<p>Основные мероприятия Подпрограммы</p>	<p>1. Технико-экономическая оценка использования геотермальных ресурсов Чеченской Республики 2. Определение перспективных направлений и первоочередных объектов для освоения возобновляемых и нетрадиционных энергетических ресурсов</p>
<p>Исполнители Подпрограммы</p>	<p>Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики, Министерство жилищно-коммунального хозяйства Чеченской Республики, Министерство финансов Чеченской Республики, Министерство сельского хозяйства Чеченской Республики</p>
<p>Объемы и источники финансирования</p>	<p>Средства бюджета Чеченской Республики и иные средства в соответствии с законодательством Объемы финансирования:</p>
<p>Ожидаемые конечные результаты реализации Подпрограммы</p>	<p>Реализация подпрограммы позволит обеспечить:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание генерирующей отрасли в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики.</li> <li>2. Выработка электрической энергии: 2010 год- 31922 млн. кВтч., 2015 г. – 40454 млн. кВтч., 2020 г. – 45049 млн. кВтч.</li> <li>3. Выработка тепловой энергии: 2010 г. – 42016 тыс. Гкал., 2015 г. – 42750 тыс. Гкал., 2020 г. – 43178 тыс. Гкал .</li> <li>4. Сокращение выбросов в атмосферу парниковых газов в объеме - 300 тыс. т/год.</li> <li>5. Создание новых рабочих мест - 1200 человек, с учетом развития инфраструктуры – 20 000 человек.</li> </ol>
<p>Система организации контроля за исполнением Программы</p>	<p>Формы и методы организации государственного контроля за ходом реализации Подпрограммы определяются Кабинетом Министров Чеченской Республики</p>

## ВВЕДЕНИЕ

Совокупные ресурсы возобновляемых источников энергии более чем в 5 тысяч раз превышают современный уровень потребления энергии, в мире составляющий 13 ТВт. Существенно, что эти ресурсы значительно доступнее и равномернее распределены по поверхности Земли, в том числе и на территории России, чем месторождения угля, нефти, газа или урана. На фоне того как большинство стран мира обратило свое внимание на развитие альтернативной энергетики, Россия, напротив, продолжила наращивать добычу нефти и вышла по этому показателю на первое место (9,5 млн. баррелей в сутки).

Сложившаяся структура энергобаланса России является нерациональной. Из одного терраватта производимой энергии, более 65 % вырабатывают тепловые электростанции, примерно 18 % гидроэлектростанции, около 16 % атомные станции и только около 1-го % все объекты альтернативной энергетики.

Между тем, Россия имеет колоссальный потенциал использования ВИЭ. Однако, имеющиеся возможности использования – в диапазоне 5–10%.

Все исходные данные для решения аналогичных задач по наращиванию мощностей альтернативной энергетики в России имеются: в большинстве субъектов имеются два и более вида возобновляемых источников. Так, уникальными ресурсами ВИЭ обладает Чеченская Республика, в которой имеется экономический потенциал по многим видам ВИЭ: геотермальная и солнечная энергия, ветровая энергия, гидроэнергия малых рек и др. По сути, широкое использование возобновляемых источников энергии соответствует высшим приоритетам и задачам энергетической стратегии России.

До недавнего времени в России не было даже правовых норм, закрепляющих использование возобновляемых источников энергии. Только в ноябре 2007 года ГД приняла поправки в Закон РФ "Об электроэнергетике".

**Ветроэнергетика.** Технически достижимые ресурсы ветровой энергии в России оцениваются в 16 млрд. МВт-ч. Россия – одна из самых богатых в этом отношении стран. В то же время суммарная мощность всех ВЭУ России составляет только 16,5 МВт. Целесообразно развитие ветроэнергетики, прежде всего, в регионах. При среднегодовой скорости ветра превышающей, как правило, 5 м/с, применение современных ВЭУ уже оправдано, а во многих местах она составляет 6 м/с и более, что соответствует примерно 3–5 тыс. часов использования установленной мощности ВЭУ в год.

В России исполняется "Программа развития ветроэнергетики РАО ЕЭС России". В рамках этой программы планируется создать специальную проектную компанию, которая будет заниматься развитием ветроэнергетики: разработкой технологий, поиском



подходящих площадок, инвесторов. Согласно планам компании к 2015 г. запустят ветростанций мощностью порядка 300 МВт.

С внесением поправок в федеральный закон "Об электроэнергетике", касающихся поддержки развития возобновляемой энергетики, созданы стимулы для строительства электростанций на базе возобновляемых источников энергии.

**Солнечная энергетика.** Энергия Солнца может преобразовываться в электроэнергию и в тепло для эффективного обогрева помещений. Сегодня энергия солнца используется в основном в системах солнечного теплоснабжения, которые представляют собой коллекторы в виде застекленного сверху и теплоизолированного снизу плоского ящика с металлической зачерненной панелью и каналами для теплоносителя, позволяющими нагревать воду до 50–70 градусов.

Бытует мнение, что в России солнечного излучения недостаточно, и использовать его нецелесообразно. Однако детальные исследования специалистов Института высоких температур РАН (в том числе с использованием спутниковых данных NASA) показали, что более 60% территории России, характеризуются существенным среднегодовым поступлением солнечной энергии 3,5 - 4,5 кВт·ч/м<sup>2</sup> день. (Северный Кавказ – 4,0-4,5 кВт·ч/м<sup>2</sup> день).

В целом технический потенциал солнечной энергии в России составляет не менее 2.3 млрд. т.у.т. в год. До последнего времени развитию солнечной энергетики в России не уделялось должного внимания. Опыт работы солнечных электростанций показал, что в условиях продолжительного полярного дня, большую пользу приносит не только пассивное использование солнечной энергии (зеркальные веранды, усиленная теплоизоляция), но и пассивные системы теплоснабжения (солнечные коллекторы с водой или с другим аккумулятором тепла). Не потеряли своего значения и активные системы фотоэлементов, функционирующих также и при облачной погоде.

**Биотопливо.** Биомасса может использоваться для различных целей – от обогрева жилищ до производства электроэнергии и моторного топлива. Современная биоэнергетика основана на высокоэффективных технологиях преобразования биомассы в удобные для использования виды энергии (электроэнергию, жидкие и газообразные топлива и подготовленное твердое топливо). Россия обладает существенными запасами биомассы древесины, отходов животноводства и растениеводства, отходов пищевой промышленности, органической части муниципальных отходов.

## ПОДПРОГРАММА «ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ»

### 1. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

#### 1.1. Ветроэнергетика: основные понятия и принципы классификации

Ветроэнергетика (wind power) – отрасль энергетики, связанная с разработкой методов и средств преобразования энергии ветра в механическую, тепловую или электрическую энергию. Ветроэнергетике присущи все преимущества, характерные для альтернативной энергетики в целом (экологическая чистота, возобновляемость, низкие эксплуатационные затраты).

К недостаткам ветроэнергетики относят:

- шум (минимальное допустимое расстояние от установки до жилых домов – 300 м);
- визуальное воздействие ветрогенераторов (является скорее субъективным и легко разрешаемым фактором – сейчас для улучшения эстетического вида ветряных установок во многих крупных фирмах работают профессиональные дизайнеры);
- занятие больших земельных участков (также является спорным недостатком – фундамент ветроустановки обычно полностью находится под землёй, позволяя расширить сельскохозяйственное использование земли практически до самого основания башни).

**Ветроэнергетическая установка (ВЭУ, wind power plant)** – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для преобразования энергии ветра в другие виды энергии (механическую, тепловую, электрическую и др.).

В настоящее время применяются две основные конструкции ветроэнергетических установок: горизонтально-осевые и вертикально-осевые ветродвигатели. Оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, однако наибольшее распространение получили ветроагрегаты первого типа.

Основные компоненты установок обоих типов:

- ветроколесо (ротор), преобразующее энергию набегающего ветрового потока в механическую энергию вращения оси турбины. Диаметр ветроколеса колеблется от нескольких метров до нескольких десятков метров. Частота вращения составляет от 15 до 100 об/мин. Обычно для соединенных с сетью ВЭУ частота вращения

ветроколеса постоянна, для автономных систем с выпрямителем и инвертором – переменная.

- мультипликатор – промежуточное звено между ветроколесом и электрогенератором, который повышает частоту вращения вала ветроколеса и обеспечивает согласование с оборотами генератора. Исключение составляют ВЭУ малой мощности со специальными генераторами на постоянных магнитах.

В таких ветроустановках мультипликаторы обычно не применяются;

- мачта (ее иногда укрепляют стальными растяжками), на которой установлено ветроколесо;
- основание (фундамент), предназначено для предотвращения падения установки при сильном ветре.

Мощность ВЭУ может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт.

**ВЭУ классифицируют по следующим основаниям:**

- по виду вырабатываемой энергии;
- по мощности;
- по областям применения;
- по назначению;
- по признаку работы с постоянной или переменной частотой вращения ветроколеса (ВК);
- по способам управления;
- по структуре системы генерирования энергии.

ВЭУ в зависимости от вида вырабатываемой энергии подразделяют на две группы: **механические** и **электрические**. Электрические ВЭУ, в свою очередь, подразделяются на ВЭУ постоянного и переменного тока.

**В зависимости от мощности** подразделяют на четыре группы:

- большой мощности – свыше 1 МВт;
- средней мощности – от 100 кВт до 1 МВт;
- малой мощности – от 5 до 99 кВт;
- очень малой мощности – менее 5 кВт.

**Ветроэлектрическая станция (ВЭС, wind electrical power station)** – электростанция, состоящая из двух и более ветроэлектрических установок, предназначенная для преобразования энергии ветра в электрическую энергию и передачу ее потребителю.

**Ветроагрегат** (ВА, wind unit) – система, состоящая из ветродвигателя, системы передачи мощности и приводимой ими в движение машины (электромашинного генератора, насоса, компрессора и т. п.).

**Основные характеристики ветроагрегатов:**

- производительность ВА (capacity);
- установленная мощность ВА (maximum electrical output);
- номинальная мощность ВА (rated electrical output);
- общий коэффициент полезного действия ВА (efficiency total);
- минимальная рабочая скорость ветра (cut-in-wind speed).

**Гибридные ВЭУ** (combine wind systems) – системы, состоящие из ВЭУ и какого-либо другого источника энергии (дизельного, бензинового, газотурбинного двигателей, фотоэлектрических, солнечных коллекторов, установок емкостного, водородного аккумулирования сжатого воздуха и т. п.), используемых в качестве резервного или дополнительного источника электроснабжения потребителей.

Гибридная энергосистема подразумевает использование ВЭУ совместно с другими источниками энергии (дизель-генератор, солнечные модули, микроГЭС и т.п.). Эти источники энергии дополняют ВЭУ с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя в безветренную погоду.

Соединенные с сетью ВЭУ устанавливаются на территориях с хорошими ветроэнергетическими ресурсами для производства электроэнергии с целью продажи ее энергетическим компаниям. Их группа образует ветропарк.

**Ветропарк (ветростанция - ВС)** – это комплекс ВЭУ, часто установленных рядами, которые перпендикулярны господствующему направлению ветра. При разработке такого проекта нужно учитывать наличие дорог для доступа к агрегатам, подстанции и мониторинговой и контрольной системам.

Для определения характеристик ветра, используемых в ветроэнергетике, используются следующие термины:

- **среднегодовая скорость ветра** (average annual wind speed);
- **распределение скоростей ветра** (wind distribution);
- **максимальная скорость ветра** (max wind speed);
- **роза скоростей ветра** (wind rose);
- **удельная мощность и удельная энергия ветра** (wind energy);
- **роза энергии ветра** (wind energy rose);
- **ветроэнергетические ресурсы** (wind energy resource).

Средние скорости ветра являются основной его характеристикой, определяющие его

интенсивность и эффективность использования ветровой энергии. Средняя скорость представляется как среднеарифметическое значение, полученное из  $n$  замеров скорости  $v_i$ :

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (1.1)$$

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра требуется репрезентативность и представительность выборки случайных значений скорости, т.е. необходим объём и длительность измерений. Для оценки используется коэффициент вариации средних скоростей, который уменьшается при увеличении периода усреднения. Среднеквадратическое отклонение среднегодовой скорости составляет в большинстве случаев 0.2-0.5 м/с.

Класс открытости местности. Средние скорости ветра ( $\bar{v}$ ) соответствуют конкретным рельефным и ландшафтным условиям в районе метеостанции и определенной высоте (высоте флюгера). Принято приводить  $\bar{v}$  к сравнимым условиям по открытости и ровности местности. Для этих целей применяется классификация Милевского, которая используется метеослужбой России для описания характеристики местности в районах метеостанций. Связь между приведенной средней скоростью ( $\bar{v}_{пр}$ ) и измеренной средней скоростью ( $\bar{v}_{изм}$ ) на высоте флюгера определяется следующей формулой:

$$\bar{v}_{пр} = \frac{K_o}{K_\phi} \bar{v}_{изм}, \quad (1.2)$$

где

$K_o$  - коэффициент открытости по классификации Милевского;

$K_\phi$  - коэффициент, учитывающий фактическую открытость на высоте флюгера.

Зависимость средней скорости ветра от высоты. В обычной практике на метеостанциях приборы для измерения скорости ветра располагаются на высотах 9-20 м. В то же время оси современных ВЭУ располагаются на высотах до 100 м. При установившемся ветровом потоке скорость ветра возрастает с увеличением высоты над поверхностью Земли. В связи с этим возникает необходимость установления вертикального профиля скоростей ветра. В общем виде скорость ветра на высоте  $h_{ВЭУ}$  оси ветроколеса ВЭУ определяется через скорость ветра на высоте флюгера  $h_\phi$  по следующей формуле:

$$\bar{v}_{ВЭУ} = \left( \frac{h_{ВЭУ}}{h_\phi} \right)^m \bar{v}_\phi \quad (1.3)$$

В отечественных исследованиях 50-60-х гг. прошлого века при расчете вертикального профиля среднегодовых значений скорости ветра показатель  $m$  принимался равным 0.2. В последующем было установлено, что этот показатель зависит как от времени г., так и от величины средней скорости ветра. Диапазон его изменения составляет 0.17 – 0.24. В таблице приведены отношения средних скоростей на различных высотах к средней скорости на  $h=10$  м (коэффициенты возрастания средней скорости ветра от высоты), а также значения показателя  $m$

Таблица 1.1. Зависимость коэффициента возрастания  $\bar{v}$  с высотой  $h$

Сезон	h, м						m
	10	20	40	60	80	100	
Зима	1	1.12	1.26	1.35	1.43	1.50	0.17
Весна	1	1.17	1.36	1.50	1.59	1.66	0.22
Лето	1	1.18	1.40	1.55	1.67	1.76	0.24
Осень	1	1.12	1.26	1.35	1.43	1.50	0.17
Год	1	1.15	1.32	1.44	1.53	1.60	0.20

В таблице 1.2 представлены среднестатистическая зависимость показателя  $m$  от скорости ветра  $\bar{v}$ , рассчитанная по результатам многолетних наблюдений.

Таблица 1.2. Зависимость показателя  $m$  от средней скорости  $\bar{v}$

$\bar{v}$ , м/с	1.5	3.5	5.5	7.5	9.5	11.5	13.5	15.5	17.5	20.5	24.5	$\geq 28.5$
$m$	0.42	0.31	0.25	0.21	0.18	0.16	0.15	0.14	0.13	0.13	0.13	0.12

Временные зависимости средней скорости ветра. Зависимость изменения скорости в течение суток. Зависимость, полученная путем усреднения по всем суткам определенного месяца и по многолетним наблюдениям, называется суточным ходом средней скорости ветра. Годовой ход средней скорости представляет собой изменение среднемесячной скорости ветра, определенное по результатам многолетних наблюдений. Данные характеристики временной зависимости средней скорости ветра имеют важное значение для оценки ветроэнергетического потенциала местности, а также для эффективного его использования путем согласования графика поступления ветровой энергии с графиком энергетических нагрузок. В целом отмечается, что максимум

среднемесячных скоростей приходится на холодное время г. и совпадает с сезонным пиком потребления электроэнергии. Суточные изменения средней скорости ветра более проявляется в летнее время, причем скорости в дневные часы на 1-2 м/с выше, чем ночью.

Характеристики распределения скорости ветра. Различают дифференциальные и интегральные характеристики распределения случайной величины, к числу которых относится и распределение скорости ветра. Дифференциальная характеристика распределения показывает вероятность попадания заданной скорости ветра в  $i$ -й интервал  $\Delta v_i$ , на которые разбивается вся область случайных значений скоростей ветра. Интегральная вероятность  $F_i$  определяется как вероятность того, что скорость ветра попадает в  $i$ -й или более высокий интервал скоростей. Иначе говоря:

$F(v)$  - интегральная функция распределения, равная вероятности того, что скорость ветра больше  $v$ ;

$f(v) = dF(v)/dv$  - дифференциальная функция распределения, равная плотности вероятности, т.е. отношению. Вероятности нахождения скорости в интервале между  $v$  и  $v + dv$  к ширине интервала  $dv$ .

При анализе скоростей ветра наибольшее распространение получило двухпараметрическое распределение Вейбулла, которое описывается следующими выражениями:

$$F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}; \quad (1.4)$$

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, \quad (1.5)$$

где

$c$  - параметр, характеризующий масштаб изменения функции распределения на оси скоростей (м/с);

$k$  - параметр, характеризующий крутизну распределения.

При наличии многолетних наблюдений строится фактическая кривая повторяемости скорости ветра по направлениям и интервалам скоростей.

Максимальная скорость ветра ( $v_{\max}$ ) является основной величиной на устойчивость ВЭУ. На метеостанциях фиксируются  $v_{\max}$ , возможные один раз в заданное число лет, например 1-5-10-20 лет. Значение  $v_{\max}$  зависит от высоты измерения, естественно, на

высоте флюгера и на высоте оголовка ВЭУ она имеет разные значения.

Нормативный скоростной напор в соответствии с СНиП равен:

$$q = S \cdot \rho \cdot v_{\max}^2, \quad (1.6)$$

где

$\rho$  – плотность воздуха.

Номинальная плотность воздуха  $\rho_0 = 1.226 \text{ кг/м}^3$  при температуре  $15^\circ\text{C}$  ( $288^\circ\text{K}$ ) и давлении, равном 760 мм ртутного столба, т.е. на высоте уровня моря. В зависимости от температуры  $T_k$  и давления  $B$  (мм. рт. ст.), давление рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho = \rho_0 \frac{288B}{760T}. \quad (1.7)$$

#### Энергетические характеристики ветра

При отсутствии турбулентности объем воздуха, проходящий в единицу времени через поперечное сечение площадью  $S$ , обладает кинетической энергией. Отсюда мощность (как энергия в единицу времени) определяется следующим образом:

$$P_0 = \frac{Mv^2}{2}, \quad (1.8)$$

где

$M$  – масса воздуха в объеме цилиндра с площадью основания  $S$  и длиной равной скорости  $v$ .

С учетом плотности воздуха  $\rho$  мгновенная мощность равна:

$$P_0 = \frac{S\rho v^3}{2} \text{ (Вт)}. \quad (1.9)$$

**Средняя удельная мощность** ( $\bar{P}_{y0}$ ) за период времени (например, год) с учетом распределения скорости по интервалам за этот период может быть найдена из следующего выражения:

$$\bar{P}_{y0} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^n v_i^3 t_i \text{ (кВт/м}^2\text{)} \quad (1.10)$$

В этом случае удельную энергию можно найти следующим образом.

$$E = \bar{P}_{y0} \cdot T \quad (1.11)$$

**Валовый (теоретический) потенциал** ( $W_B$ ) ветровой энергии региона – это часть



среднемноголетней суммарной энергии, которая доступна для использования на площади региона в течение одного года. Для определения  $W_B$  регион разбивается на зоны, в пределах которых удельная мощность ветровой энергии, географические, природные и климатические условия являются однородными. Валовый потенциал  $W_B$  (кВтч/год) ветровой энергии региона представляет сумму валовых потенциалов зон.

Удельный валовый потенциал  $W_{yB}$  (кВтч/год) ветровой энергии зоны определяется значением средней удельной мощностью  $\bar{P}_{y0}$  ветрового потока:

$$W_{yB} = \bar{P}_{y0} \frac{T}{20}, \quad (1.12)$$

где

$T=8760$  ч/год.

Валовый потенциал определяется из допущения, что при обтекании потоками препятствия («воздушной плотины») высотой  $H$  возмущенный поток полностью восстанавливается на расстоянии  $20H$  после препятствия. В этом случае модель определения валового потенциала ветровой энергии представляет систему «воздушных плотин» высотой  $H$ , ориентированных перпендикулярно направлению ветра и расположенных на расстоянии  $20H$  друг от друга.

Валовый потенциал зоны определяется следующим образом:

$$W_B = W_{yB} \cdot S, \quad (1.13)$$

где  $S$  – площадь зоны ( $m^2$ ).

**Технический потенциал** ( $W_T$ ) ветровой энергии региона – это суммарная электрическая энергия, которая может быть получена в регионе при современном уровне развития техники и соблюдении экологических норм. Технический потенциал зависит от параметров ВЭУ, среднегодовой скорости ветра на высоте оголовка, площади зоны и может, определен из следующей формулы:

$$W_T = W_B \cdot C_p \cdot \eta_g \cdot \eta_r \cdot \frac{S_T}{S}, \quad (1.14)$$

где

$C_p$  - коэффициент использования энергии ветра, который зависит от скорости ветра по сложному закону Жуковского-Бетца от минимального значения 0.05 до максимального 0.593. Достигнутое максимальное значение составляет 0.40-0.45. В большинстве случаев принимается равным 0.2.

$\eta_g$  - кпд генератора ВЭУ.

$\eta_r$  - КПД редуктора ВЭУ.

$S_T$  - площадь зоны или региона, на которой с учетом технических и экологических ограничений возможно размещение ВЭУ. Может изменяться от 10 до 30 % от всей площади зоны (региона). Принимается равным 12 %.

С учетом вышеизложенного, соотношение между техническим и валовым потенциалами ветровой энергии региона равно:

$$W_T = 0.02W_B. \quad (1.15)$$

Т.о., технический потенциал использования ветровой энергии составляет 2 % валового потенциала использования ветровой энергии региона.

**Экономический потенциал** ветровой энергии региона – это величина годового поступления электрической энергии в регионе от использования ВЭУ, получение которой экономически оправдано. С учетом отечественных и зарубежных данных считается, что экономический потенциал использования ветровой энергии составляет 0.5 % технического потенциала региона.

## 1.2. Обзор ветроэнергетики в России

**Потенциал отрасли.** По экспертным оценкам, технический потенциал ветровой энергии России оценивается свыше 6 000 млрд. кВт·ч/год. Экономический потенциал составляет примерно 31 млрд. кВт·ч/год. Россия - одна из самых богатых в этом отношении стран. Самая длинная на Земле береговая линия, обилие ровных безлесных пространств, большие акватории внутренних рек, озер и морей - всё это наиболее благоприятные места для размещения ветропарков.

Однако большая часть побережий малолюдны, лишены крупных промышленных потребителей и развитых высоковольтных сетей. В результате суммарная мощность всех ВЭУ России составила в 2009 г. только 17-18 МВт (столько в мире устанавливается за 6 часов) или 0.008 % от электрогенерирующих мощностей РФ (220 ГВт).

Применение современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) экономически целесообразно при среднегодовой скорости ветра от 5 м/с. Распределение показателей скоростей ветра на высоте 10 м по территории России представлено на рисунке 1.1.

Таким образом, на территории России скорость ветра практически по всему побережью, а также на Дальнем Востоке и в Краснодарском крае составляет 6 м/с и более, что соответствует примерно 3-5 тыс. часов использования установленной мощности ВЭУ в год. Ветроэнергетические ресурсы по регионам России представлены в таблице 1.3.

Максимальная средняя скорость ветра в этих районах приходится на осенне-зимний период - период наибольшей потребности в электроэнергии и тепле. Около 34 % экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено в Сибирском регионе, на Дальнем Востоке и в Северном экономическом регионе – по 17 %.

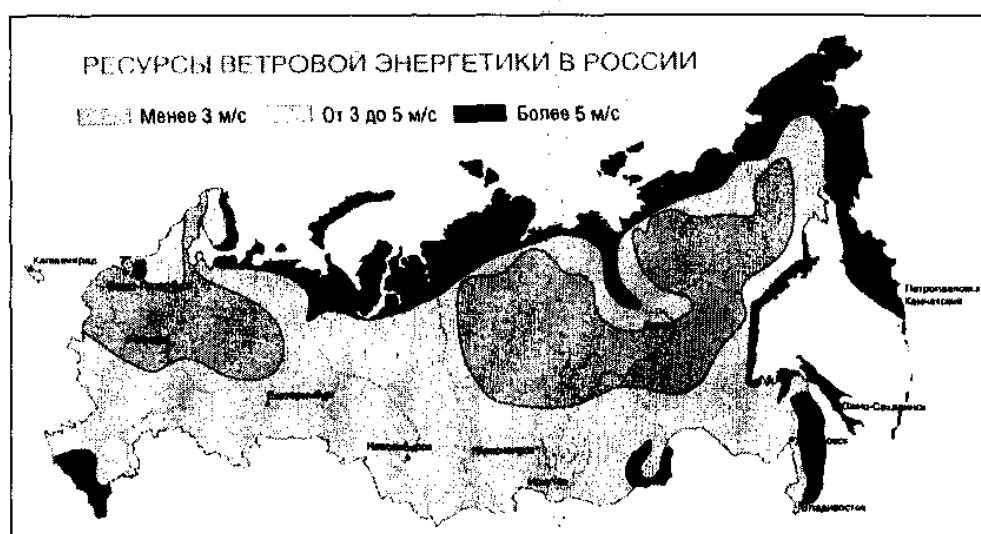


Рис. 1.1. Распределение значений среднегодовых скоростей ветра на высоте 10 м по территории России

Таблица 1.3. Ветроэнергетические ресурсы по регионам России

Экономический район	Валовый потенциал, млрд. кВт·ч/год	Технический потенциал, млрд. кВт·ч/год	Экономический потенциал, млрд. кВт·ч/год
Северный	11040	860	4.3
Северо-Западный	1280	100	0.5
Центральный	2560	200	1
Волго-Вятский	2080	160	0.8
Центрально-Черноземный	1040	80	0.4
Поволжье	4160	325	1.6
Северный Кавказ	2360	200	1
Урал	4880	383	1.9
Западная Сибирь	12880	1000	5.0
Восточная Сибирь	13520	1050	5.2
Дальний Восток	24000	1860	9.3
<b>Всего в России</b>	<b>80000</b>	<b>6218</b>	<b>31</b>

Необходимо учитывать, также и изменения климата, что повлечет за собой и изменения ветроэнергетического потенциала. Так согласно "Материалам к стратегическому прогнозу изменений климата РФ на период до 2015 г. и их влияния на отрасли экономики", подготовленным Росгидрометом к 2015 г. на территории страны произойдут следующие изменения ветровых ресурсов регионов:

- в большинстве районов европейской части России, в Томской, Новосибирской и Кемеровской областях, в Алтайском крае, в западных районах Приморского и Хабаровского края произойдет некоторое снижение ветроэнергетического потенциала;

- на Северном Кавказе (Чеченская Республика, Республика Дагестан, Ставропольский край), в Мурманской, Архангельской и Ленинградской области, Якутии, Магаданской и Иркутской областях, прибрежных районах Ханты-Мансийского и Эвенкийского АО ветронагрузки возрастут в 1,2 раза.

При выборе региона для реализации инвестиционного проекта важно также обращать внимание на их потенциал с учетом роста тарифов – чем более выражена эта динамика, тем больше заинтересованность местных властей и населения в развитии у себя возобновляемой энергетики.

Наиболее перспективными регионами на основании оценок ОАО "ГидроОГК" с учетом динамики роста тарифов с 2008 по 2020 гг. являются (в порядке убывания):

1. Приволжье – 130% (77/177 коп.);
2. Урал – 109% (69/144 коп.);
3. Юг – 103% (80/163 коп.);
4. Северо-Запад – 100% (70/153 коп.).

**Реализуемые проекты.** На конец 2009 г. в России было около 17-18 МВт ВЭС. Внедрение новых ветроэнергетических мощностей происходит в России достаточно медленными темпами: наконец 2005 г. их было – 14 МВт, 2006 г. – 15.5 МВт, 2007 г. – 16.5 МВт. В среднем темпы прироста составляют 8% в год, это один из самых низких показателей в мире (в Китае он составляет ~60%, США ~30%, Испании ~20%).

К настоящему моменту в России представлено около 10 крупных ветропарков, на долю которых приходится около 90% суммарной мощности.

Помимо перечисленных выше крупных проектов, в России также установлены около 1600 малых ВЭУ, мощностью от 0.1 до 30 кВт.

Стоит отметить, что установка практически всех ВЭС относится к 2002-2003 г.м. В последние же годы, увеличение мощностей происходит в основном за счет маломощных индивидуальных энергосистем.

Самой мощной на сегодняшний день считается ВЭС в Калининградской области, введенная в строй в 2002 г. и состоящая из 21 установки. Финансирование по большей части осуществлялось за счет властей Дании (объем вложений ОАО "Янтарьэнерго" составил всего 34 млн. руб.). Ее суммарная мощность составляет 5.4 МВт. Всего же на долю возобновляемых источников энергии приходится 21% выработки на калининградском ОАО "Янтарьэнерго", в ведении которого находится установка.

Таблица 1.4. Крупнейшие ВЭС в России (источник: данные компаний)

Название	Компания	Регион	Число и мощность ВЭУ	Установленная мощность, МВт
Куликовский ветропарк	ОАО "Янтарьэнерго"	Калининградская область	20x225,1x60	5 400
Чукотская ВЭС	АО "Чукотэнерго"	г. Анадырь	10x250, ЭУВЭ-250	2 500
ВЭС Тюлкельды	ОАО "Башкирэнерго"	г. Октябрьский	4x550, НАГ	2 200
Воркутинские электросети	ОАО "Комизэнерго"	Республика Коми	6x250, УВЭ -250	1500
ВЭС Элиста	ОАО "Калмэнерго"	Республика Калмыкия	2x1000, МКБ "Радуга"	2000
ВЭС Южных сетей	ОАО "Камчатскэнерго"	Камчатская область	2x250, Micon	500
Маркинская ВЭС	ОАО "Ростовэнерго"	Ростовская область	10x30, HSW-30	300
Морпосадская ВЭС	ОАО "Чувашиэнерго"	Республика Чувашия	н/д	200
Мурманская ВЭУ-200	ЗАО "Ветроэнерго"	Мурманская область	1x200 Wincon	200
Ленинградская ВЭС	ООО "Красное"	Ленинградская область	1x200, Wincon	75
<b>Всего</b>				<b>14 875</b>

Успешный опыт функционирования установки привел к подписанию калининградских энергетиков с датской стороной соглашения "О намерениях взаимовыгодного сотрудничества в возведении в Калининградской области первой коммерческой ветроэлектрической станции морского базирования мощностью 50 мегаватт". Расположить такую оффшорную ВЭС из 25 ВЭУ по 2 мВт каждая

предполагалось в районе поселка Приморск. Однако в 2007 г. от этих планов было решено отказаться. Причина — отсутствие государственной поддержки и финансирования.

Второй по мощности станцией является Анадырская ВЭС (2.5 МВт), запущенная в 2003 г.. Отличается она от предыдущей тем, что на ней установлены ветроагрегаты российского производства (АВЭ-250), предназначенные специально для северных условий (работоспособны при низких температурах — до - 42 градусов — и ветре до 30 м/с).

На крупных ВЭС процент ветроэнергетических станций российских производителей невелик — таковые установлены только на 3 проектах из 10. Это связано с тем, что в нашей стране не развито изготовление установок большой мощности. А широкое использование иностранных установок ограничивается как их стоимостью, так и высокой ценой их сервисного обслуживания иностранными специалистами.

В 2007 г. компанией ОАО "ГидроОГК" была расширена мощность ВЭС в Республике Калмыкия на 1 МВт. А к 2010 г. компанией планируется ввести в эксплуатацию ветропарк общей мощностью 9 МВт. Предполагаемые инвестиции в проект составят около 400 млн. руб.

Рассмотрим также основные технико-экономические показатели работы некоторых ВЭС. Средний показатель использования установленной мощности составляет всего 6.8%. Это самый низкий показатель работы среди всех видов альтернативных энергетических установок в России.

**Таблица 1.5. Технико-экономические показатели работы некоторых ВЭС (Источник: Институт энергетической стратегии)**

Наименование ВЭС	Установленная мощность, кВт	Производство электроэнергии, кВтч	Использование установленной мощности, %
Куликовский ветропарк	5 400	5189	11.6
Чукотская ВЭС	2 500	2733	12.5
ВЭС Тюлкельды	2 200	1210	6.3
Воркутинские электросети	1500	151	1.4
ВЭС Южных сетей	500	270	6.2
Маркинская ВЭС	300	37	1.4
Мурманская ВЭУ-200	200	20	1.1
Ленинградское ВЭС	75	40	6.1

Технически достижимые ресурсы ветровой энергии в России оцениваются в 16 млрд. МВт·ч. Россия – одна из самых богатых в этом отношении стран. Самая длинная на Земле береговая линия, обилие ровных безлесных пространств, большие акватории внутренних озер и морей - всё это наиболее благоприятные места для размещения ветропарков. К сожалению, большая часть побережий малолюдны, лишены крупных промышленных потребителей и развитых высоковольтных сетей. В результате суммарная мощность всех ВЭУ России составляет только 16,5 МВт. Целесообразно развитие ветроэнергетики, прежде всего, в регионах Крайнего Севера, побережьях и островах северных и восточных морей от Мурманска до Находки, Балтийского, Черного, Азовского и Каспийского морей и ряде других мест. При среднегодовой скорости ветра превышающей, как правило, 5 м/с, применение современных ВЭУ уже оправдано, а во многих местах она составляет 6 м/с и более, что соответствует примерно 3–5 тыс. часов использования установленной мощности ВЭУ в год.

Одна из самых больших ветроэлектростанций России (5,1 МВт) расположена в районе п. Куликово (Калининградская область). Её среднегодовая выработка составляет около 6 млн. кВт·ч.

На Чукотке действует Анадырская ВЭС мощностью 2,5 МВт (10 ветроагрегатов по 250 кВт) среднегодовой выработкой более 3 млн. кВт·ч, параллельно станции установлен ДВС, вырабатывающий 30 % энергии установки. На о. Беринга действует ВЭС мощностью 1,2 МВт.

Также крупные ветроэлектростанции расположены у д. Тюпкильды (Башкортостан - 2,2 МВт). В Калмыкии размещена площадка Калмыцкой ВЭС планировавшейся мощностью в 22 МВт и годовой выработкой 53 млн. кВт. ч, на 2006 на площадке установлена одна установка «Радуга» мощностью 1 МВт и выработкой от 3 до 5 млн. кВт·ч.

В 1996 г. в Ростовской области установлена Маркинская ВЭС мощностью 0,3 МВт. В Мурманске действует установка мощностью 0,2 МВт.

### **1.3. Перспективы развития ветроэнергетики России. Инвестиции**

Положительным аспектом для развития рынка ветроэнергетики является постепенное формирование в России институциональных и нормативных рамок альтернативной энергетики и ветроэнергетики, в частности. Можно полагать, что при эффективном функционировании данных законов на практике, они способны позитивно повлиять на дальнейшее развитие рынка ветроэнергетики.

В тоже время негативным факторами являются низкий уровень государственных вложений в организацию ветропарков в России, а также отсутствие специальных программ развития ветроэнергетики. По мнению участников рынка в формировании специальных государственных действий по поддержке ветроэнергетики нет необходимости, достаточно законодательной поддержки возобновляемых источников энергии в целом.

В 2005 г. в России была принята "Программа развития ветроэнергетики РАО "ЕЭС России", в рамках которой планировалось создать специальную проектную компанию, которая должна была заниматься разработкой технологий, поиском подходящих площадок и инвесторов.

Однако данная попытка по созданию институциональных основ функционирования закончилась безрезультатно. В тот период, когда работа над инвестиционными проектами вышла на этап решения практических проблем - проведения геологических работ, проектирования параметров станций, расчета инвестиционных потребностей и эксплуатационных затрат - стала очевидной невозможность их осуществления по причине отсутствия или неразработанности нормативных и регламентирующих документов в области возведения и эксплуатации ветроэнергетических станций промышленного масштаба.

В России сейчас существуют региональные программы развития ветряной энергетики. Например, правительство Мурманской области готовит инвестиционную программу развития нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Программа будет включать в себя перечень четко проработанных проектов по использованию возобновляемых источников энергии. Заинтересованность в развитии ветроэнергетики проявляют также власти Калмыкии, Краснодарского края.

Можно сказать, что именно отсутствие государственной поддержки является одним из наиболее негативно-влияющих факторов развития ветроэнергетики.

Основные направления усовершенствования государственной политики в области ветроэнергетики следующие:

- создание фонда поддержки развития ветроэнергетики;
- совершенствование рыночных, ценовых и тарифных механизмов, например, выпуск зеленых сертификатов, обязательность покупки ветроэнергии субъектами рынка;
- установление для энергетических компаний показателей по производству электроэнергии с использованием ветроресурсов;



- развитие НИОКР в области изучения потенциала альтернативных источников энергии, обеспечение доступа к наилучшим существующим технологиями, кооперация с зарубежными производителями;
- формирование общественного мнения в поддержку развития возобновляемых источников энергии.

В России достаточно сложно определить годовой объем инвестиций в ветроэнергетику. Можно сказать, что пик инвестиционной активности пришелся на 2002-2003 гг., когда были введены наиболее крупные мощности ВЭУ.

Объем вложений в российскую ветроэнергетику составил в период с 2002 по 2008 гг. – около 13-15 млн. долларов (для сравнения в США только в 2007 г. вложения достигли 9 млрд. долларов).

В общем объеме инвестиций в ветроэнергетику преобладает иностранный капитал. Среди вложений зарубежных инвесторов можно выделить:

- в 2005 г. норвежская фирма Troms Kraft объявила о планах строительства ветроэлектрической станции на Соловецком острове в Белом море;
- чешская компания Falcon Capital планирует построить ветровую электростанцию в Калмыкии к 2010 г.;
- в Краснодарском крае при содействии испанской Iberdrola Renewables ветровая электростанция появится к 2011 г.;
- голландская Windlife Energy намерена создать ветроэлектрические мощности в Мурманской области.

Особый интерес для инвесторов представляет республика Калмыкия. На сегодняшний день годовое энергопотребление в регионе превышает 550 млн. кВт. ч, уровень нагрузки в зимнее время достигает 90 МВт и 80 МВт - в летнее. При этом в Республике до настоящего времени отсутствовали генерирующие объекты, и потребности в электроэнергии полностью покрывались за счет перетоков из соседних регионов. Вследствие этого местные власти проявляют заинтересованность в развитии альтернативной энергетики

Инвестгруппа Falcon Capital (Чехия) заявила о масштабных планах строительства в России ветряных электростанций (первые проекты будут размещены в Калмыкии). Общий объем инвестиций, по словам руководства компании, составит 2.1 млрд. долл. Стоит отметить, что в финансировании проекта принимает участие и правительство — оно выделяет 15.47 млн. долларов в рамках ФЦП "Юг России". На первом этапе Falcon

планирует построить 42 станции суммарной мощностью 150 МВт (компания уже привлекла кредит на 100 млн. евро), а в дальнейшем довести мощность до 600 МВт.

ОАО "ГидроОГК" также планирует развивать ветроэнергетику в Калмыкии. Компания уже запустила первую ветроустановку мощностью 1 МВт и к 2010 г. намерена построить еще восемь таких же (после этого будет принято решение относительно оставшихся 13 площадок). Общий объем инвестиций составит около 16.5 млн. долл.

Таким образом, строительство 1 МВт "ГидроОГК" оценивает в 1.8 млн. долларов, а Falcon Capital - более чем в 3 млн. долл. Это связано с тем, что первая собирается заказывать российское оборудование, а вторая — европейское.

ОАО "ГидроОГК" также прорабатывает проекты строительства других ветростанций в России, среди которых Краснодарская ВЭС (50 МВт) и Воркутинская ВЭС (4 МВт). Компания разработала пробную инвестиционную программу до 2010 г. и видит большие возможности, открывающиеся перед российскими производителями оборудования для ветроэлектрических станций.

Существуют также планы по строительству ветроэнергетических установок в других регионах. В настоящий момент разрабатывается российско-голландский проект строительства ветропарка в Мурманской области. Планируется, что ветропарк мощностью не менее 200 МВт создадут в районе пос. Териберка. Стоимость проекта оценивается в 58 млрд.руб. Канадской компанией Greta Energy, которая специализируется на разработке и финансировании проектов в области возобновляемой энергетики, в настоящее время осуществляется проект по созданию ВЭС на Северном Кавказе мощностью 50 МВт.

Среди крупных инвестиционных проектов российских компаний можно выделить строительство энергокомплекса в Анапе на базе ветровых электростанций мощностью 1 тыс. МВт ООО "Ветроэн-Юг". В состав энергокомплекса, общая стоимость которого оценивается в 1.4 млрд. евро, войдут локальные ветровые электростанции (ВЭС), гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и водоопреснительные станции (ВОС). В настоящее время проект проходит экспертизу инвестиционного совета при администрации Краснодарского края. Инвестор для первого этапа строительства комплекса – ветровой электростанции на 100 МВт стоимостью 100 млн. евро – уже найден.

Целый ряд инвестиционных инициатив принадлежат компании "Ветропарк Инжиниринг" ([www.windpower.ru](http://www.windpower.ru)):

- проект "ВЭС-300 МВт Усть-Луга" - ветропарк 300 МВт в промзоне порта Усть-Луга Кингисеппского р-на Ленинградской области;

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

- проект "ВЭС Дамба — 100 МВт" (рабочее название) – ветропарк 100 МВт на участке п. Горская – о. Котлин в Санкт-Петербурге;
- проект "ВЭС-300 Порт Приморск" - ветропарк мощностью 300 МВт в районе строительства порта Приморск;
- Ладожский восточный ветропарк – ВЭС 200 МВт;
- Ладожский западный ветропарк – ВЭС 100 МВт;
- Ладожский южный ветропарк – ВЭС 300 МВт.

Стоит отметить, что помимо предложений по организации ветропарков, компанией "Ветропарк Инжиниринг" ([www.windpower.ru](http://www.windpower.ru)) разработан проект "Русский ветер", предполагающий строительство завода по производству ветрогенераторов "мегаваттного класса". В России на сегодняшний день подобные установки не изготавливаются. На мировом рынке же мощные ветроустановки приобретают все большую популярность.

Выше рассмотрены только те проекты, которые наиболее близки к реализации и самые крупные с точки зрения объема инвестиций. В целом же в России есть целый ряд предложений регионов по размещению на своей территории ВЭС и ветропарков (см. таблицу 1.6).

Таблица 1.6. Ветроэлектростанции, проектируемые или строящиеся в России (Источник — ФЦП "Энергоэффективная экономика")

Регион	Описание проекта	Мощность, МВт
Амурская область	460 ВЭУ	2.2
Архангельская область	2 ВЭС	2.7
Башкортостан	2 ВЭС	4.8
Бурятия	сеть ВЭС	6
Волгоградская область	10 ВЭУ	0.2
Камчатская область	сеть ВЭС	10
Калмыкия	5 ВЭС	12.15
Краснодарский край	Анапская ВЭС	5
Красноярский край	ВЭС	0.1
Магаданская область	10 ВЭС	50
Мурманская область	19 ВЭС	5.5
Орловская область	ВЭС	0.3
Приморский край	ВЭС	10
Ростовская область	ВЭС	20
г. Санкт-Петербург	ВЭС	3
Саратовская область	10 ВЭУ	2.54
Сахалинская область	3 ВЭС	15
Свердловская область	17 ВЭС	2.41
Таймырский автономный округ	10 ВЭС	8.5
Хабаровский край	14 ВЭС	25
Республика Саха (Якутия)	14 ВЭС	9.2
Ямало-Ненецкий автономный округ	45 ВЭС	6.3
<b>Всего</b>		<b>200.9</b>

**Таблица 1.7. Инвестиционные проекты в области ветроэнергетики в России (источник: Российская ассоциация ветроиндустрии РАВИ)**

Название проекта	Регион реализации	Предполагаемая мощность	Инициатор проекта
"ВЭС-300 МВт Усть-Луга"	Усть-Луга Ленинградская область	ветропарк 300 МВт	"Ветропарк Инжиринг"
"ВЭС Дамба — 100 МВт"	г. Санкт-Петербург	ветропарк 100 МВт	"Ветропарк Инжиринг"
"ВЭС-300 Порт Приморск"	порт Приморск	ветропарк мощностью 300 МВт	"Ветропарк Инжиринг"
Ладожский восточный ветропарк		ВЭС 200 МВт	"Ветропарк Инжиринг"
Ладожский западный ветропарк		ВЭС 100 МВт	"Ветропарк Инжиринг"
Ладожский южный ветропарк		ВЭС 300 МВт	"Ветропарк Инжиринг"
"Русский ветер" (завод ветрогенераторов "мегаваттного класса")			"Ветропарк Инжиринг"
Строительство ВЭС	Калмыкия	42 ВЭС 150 МВт	Falkon Capital
Строительство ВЭУ в Калмыкии	Калмыкия	9 МВт	ОАО "ГидроОГК"
Краснодарская ВЭС		50 МВт	ОАО "ГидроОГК"
Воркутинская ВЭС		4 МВт	ОАО "ГидроОГК"
Строительство энергокомплекса на базе ВЭС	Анапа	1 тыс. МВт	ООО "Ветроэн-Юг"
Строительство ВЭС	Северный Кавказ	50 МВт	Greta Energy

**Общие сведения о рынке ветроэнергетических установок.**

На рынке ветроэнергетики России сейчас представлено 53 участника. Их число постоянно увеличивается – в 2004 г. их было 30. Это происходит как за счет появления новых производителей, так и создания представительств иностранных компаний, проявляющих интерес к российской альтернативной энергетике.

Ежегодно в России реализуется около 250 ветроэнергетических установок малой мощности (от 1 кВт до 5 кВт). Объем рынка составляет в среднем 400-700 тыс. долл. в год.

Практически все производители изготавливают свою продукцию на основании собственных разработок. Менее 1% изготавливают ВЭУ на основе трансферта зарубежных технологий.

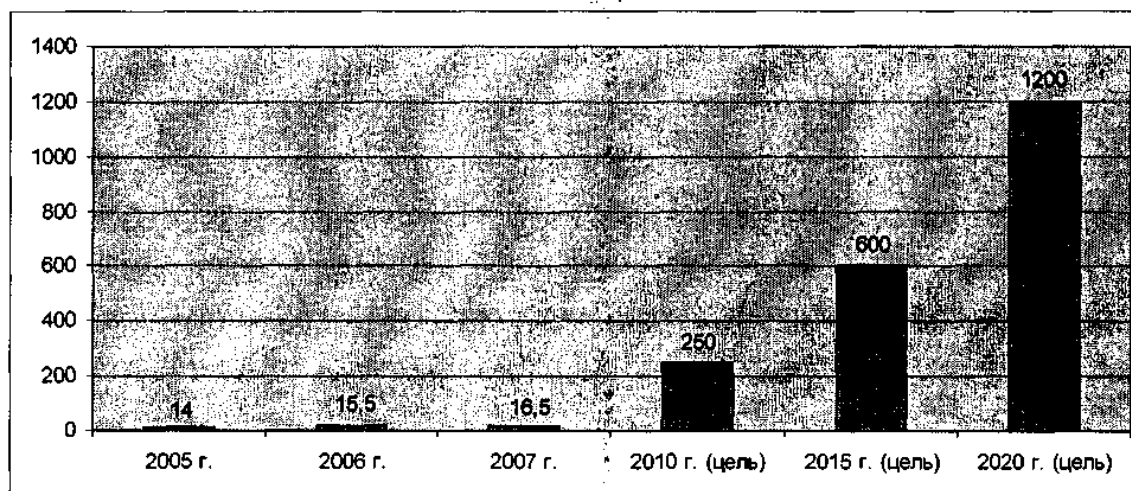
Географически распределение ветроэнергетических компаний выглядит следующим образом. Большая часть участников рынка расположена в Центральном регионе, а именно в Москве (20 компаний) и Московской области (3). Еще 12 компаний представляют Санкт-Петербург. Можно сказать о нерациональном расположении фирм, в связи с тем, что основные потенциальные потребители расположены в других областях — на Камчатке, в Магаданской области, Чукотке, Сахалине, Якутии, Бурятии, на Таймыре.

Европейская практика показывает, что ветроэнергетические компании стремятся расположиться как можно ближе к потребителям. Это связано со спецификой данного бизнеса: необходимостью перед установкой ВЭС изучить на местности ветроэнергетический потенциал, его силу, параметры, связанные с особенностями индивидуального потребления энергии. Также практически все установки требуют ежегодного постпродажного техосмотра и обслуживания.

Российские компании предлагают своим заказчикам опросные листы для заочного определения требуемой мощности установки. Следовательно, отпадает необходимость непосредственного выезда специалиста на объект.

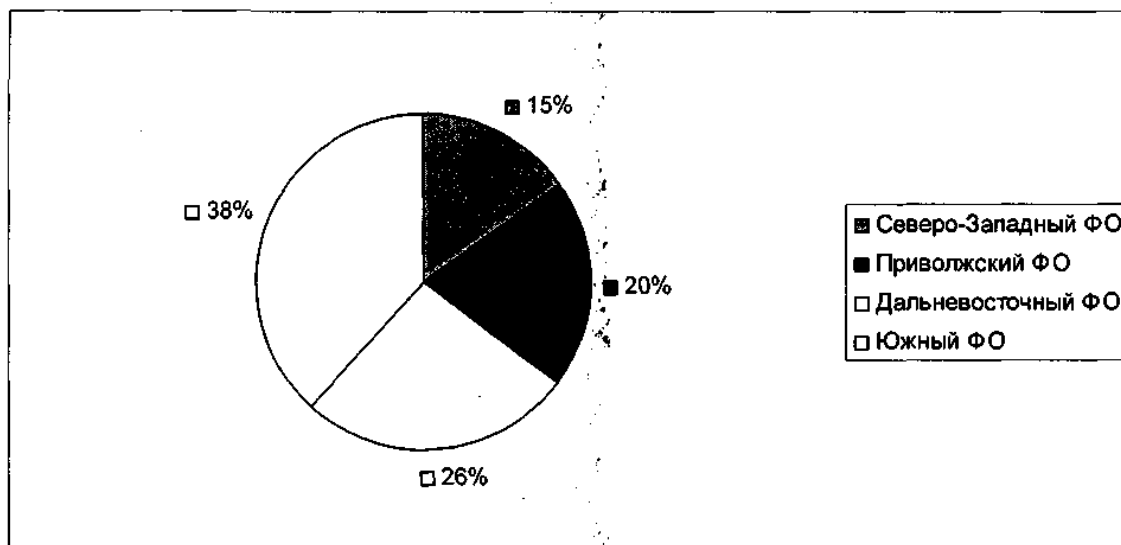
Осуществлять техническое обслуживание энергетических установок предлагается самостоятельно покупателю после прохождения учебного курса, стоимость которого составляет 500-1000 долл.

**Прогноз развития ветроэнергетики России до 2020 г.** Согласно государственным планам, в дальнейшем ветроэнергетика должна развиваться быстрыми темпами.



**Рис. 1.2. Динамика ввода ветроэнергетических мощностей и целевые государственные показатели до 2020 г., МВт (Источник— ОАО "ГидроОГК")**

Предполагается за три г. (с 2007 по 2010 гг.) увеличить объем введенных мощностей в 15,5 раз. Это достаточно сложная задача, учитывая нынешнюю динамику развития. Скорее всего, целевой показатель в 250 МВт к 2010 г. так и не будет достигнут.



**Рис. 1.3. Географическое распределение установленных мощностей в 2008 г. На диаграмме ЮФО показан до отделения СКФО.**

По оценкам Research.Techart, при оптимистичном сценарии - при условии государственной поддержки и стимулирования развития ВЭС - в 2010 г. в России будет около 120 МВт установленной мощности. В обратном же случае, этот показатель составит приблизительно 20.5 МВт.

На рисунках рассмотрена современная географическая структура расположения ветроэнергетических установок и перспективная — с учетом внедренных инвестиционных проектов.

Сейчас наибольший объем ВЭУ введен в Северо-Западном ФО (38 %). С учетом планируемых к вводу к 2020 г. мощностей, лидирующее место займет Сибирский ФО (32 %) и Дальневосточный ФО (27 %).

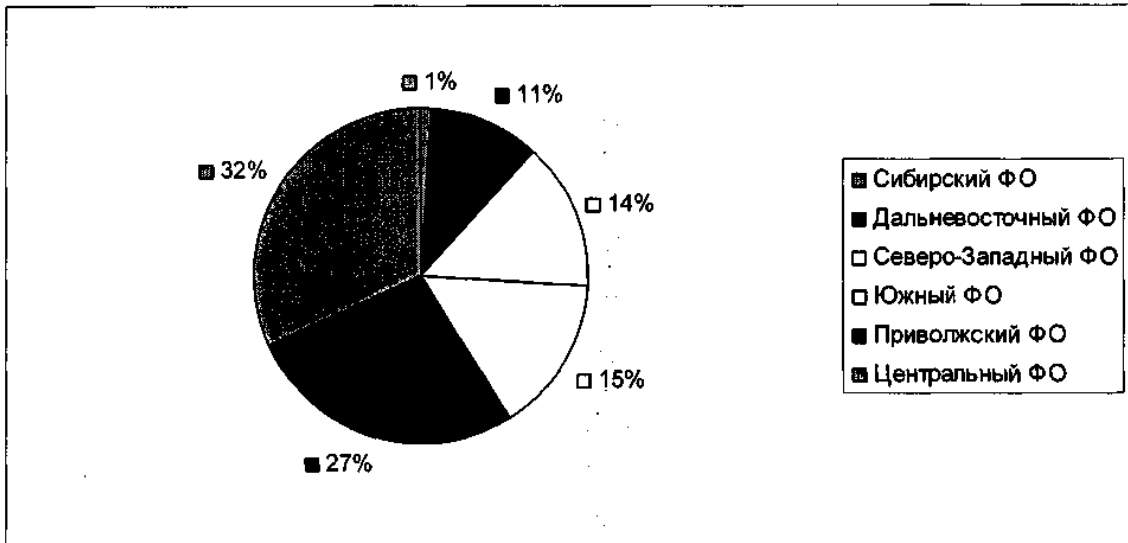


Рис. 1.4. Перспективная структура установленных мощностей ВЭУ в 2020 г. На диаграмме ЮФО показан до отделения СКФО.

Развитию отрасли будет способствовать увеличение объема привлекаемых инвестиций.

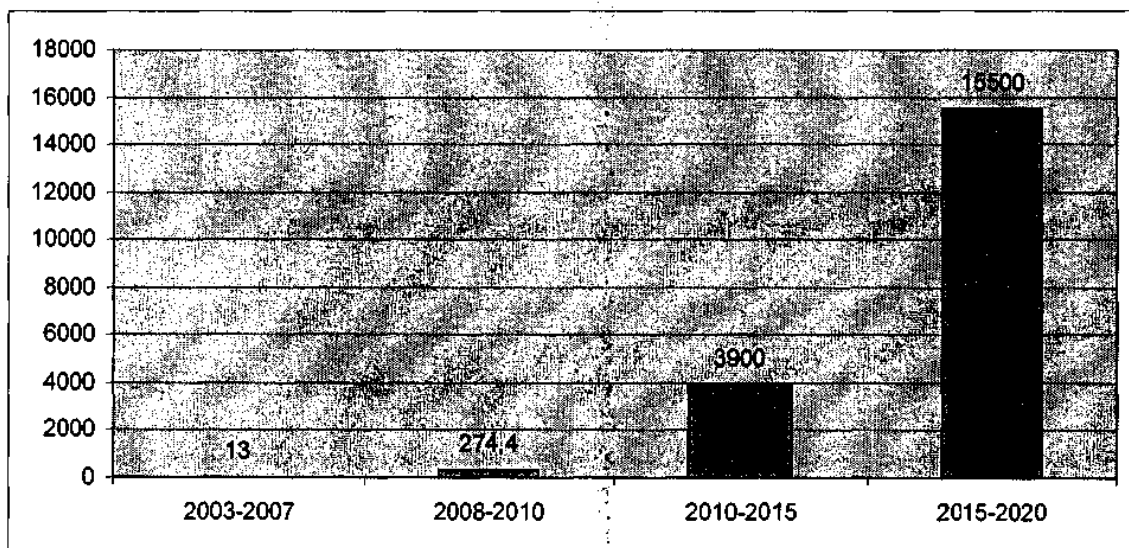
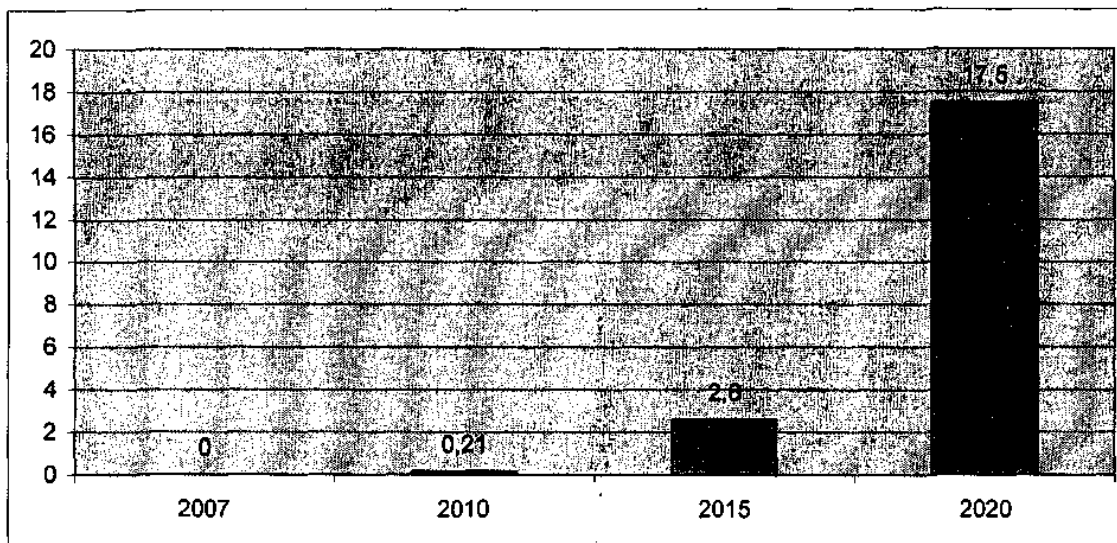


Рис. 1.5. Оценка объемов инвестиций в ветроэнергетику до 2020 г., млн. руб. (источник: Research. Techart)

Вложения в ветроэнергетику в период с 2008 по 2020 гг. ориентировочно составят 19.7 млрд. руб. Основной объем инвестиций придется на 2015-2020 гг., когда будут созданы институциональные условия функционирования рынка.





**Рис. 1.6. Потенциальный рынок ветроэнергетики, млрд. кВт·ч  
(источник: Research. Techart)**

При благоприятных условиях можно ожидать, что в 2020 г. с помощью ВЭС станций будет вырабатываться до 17.5 млрд. кВт·ч в год. Сейчас же этот показатель составляет всего 0.002 млрд. кВт·ч.

Существуют проекты на разных стадиях проработки Ленинградской ВЭС (75 МВт), Морской ВЭС (30 МВт), Приморской ВЭС (30 МВт), Магаданской ВЭС (30 МВт), Чуйской ВЭС (24 МВт), Усть-Камчатской ВДЭС (16 МВт), Новиковской ВДЭС (10 МВт), Дагестанской ВЭС (6 МВт), Анапской ВЭС (5 МВт), Новороссийской ВЭС (5 МВт) и Валаамской ВЭС (4 МВт).

Планируется, что ветропарк мощностью не менее 200 мегаватт создадут в районе поселка Териберка, месторождения. Стоимость проекта оценивается до 58 миллиардов рублей.

Началось строительство «Морского ветропарка» в Калининградской области мощностью 50 МВт. В 2007 г. этот проект был заморожен.

В России исполняется "Программа развития ветроэнергетики РАО "ЕЭС России". В рамках этой программы планируется создать специальную проектную компанию, которая будет заниматься развитием ветроэнергетики: разработкой технологий, поиском подходящих площадок, инвесторов. Согласно планам компании к 2015г. запустят ветростанций мощностью порядка 300 МВт.

С внесением поправок в федеральный закон "Об электроэнергетике", касающихся поддержки развития возобновляемой энергетики, созданы стимулы для строительства электростанций на базе возобновляемых источников энергии.

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

В России существуют и региональные программы развития ветряной энергетики. Например, правительство Мурманской области считает ветроэнергетику перспективным направлением и готовит инвестиционную программу развития нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Программа будет включать в себя перечень четко проработанных проектов по использованию возобновляемых источников энергии.

В целом, можно говорить, что строительство ветряных электростанций экономически целесообразно только в отдаленных районах. Во многих из них электричество вырабатывают дизельные генераторы, на ремонт которых каждый месяц тратится 200-300 тыс. руб. С помощью "ветряков" можно будет сэкономить деньги на покупке топлива для них, а также на ремонт двигателей.

Ветроэнергостановки, работая вместе с традиционными источниками энергии, способны вытеснить до 30-50 процентов, а в наиболее ветреных районах - до 70 процентов дефицитного органического топлива.

Если учесть затраты на строительство и эксплуатацию энергоустановки, то ветровая электроэнергия обойдется дороже, чем, например, полученная на атомной электростанции. Выгоду от использования ветряков можно будет получить лишь через несколько лет.

По данным журнала «Прямые инвестиции» (2010, №6, стр.40) Компания «РусГидро» заявила, что начала разрабатывать проект строительства ветропарка в Волгоградской области. По предпроектным проработкам, его мощность в Поволжском регион может составить до 1 ГВт, объем инвестиций в проект - не менее 75 млрд. руб. (\$ 2.5 млрд.).

Подобный проект реализуется в Калмыкии на основе соглашения Правительством Республики, АО «Фалкон Капитал», Чешским экспортным банком, АО «ЧКД Новое Энерго». Будет построено 125 установок мощностью 300 МВт с возможностью увеличения. Общая площадь земельного участка, выделенного под ветропарк – 2300 га. С июня 2007 г. немецкая компания Lahmeyer Int. GmbH, работающая по договору с АО «Фалкон Капитал», ведет сбор фактических данных о скорости и направлении ветра на этой территории. В радиусе 40 км от Элисты немецкие специалисты выделили шесть площадок для обустройства ВЭС. По сообщению пресс-службы главы республики, в Калмыкию уже поставлены две первые ветроустановки Vensys 62 мощностью 1.2 Мвт каждая ведется их монтаж.

ОАО «РусГидро» и Дальневосточное отделение РАН (ДВО РАН) решили: всесторонне поддерживать развитие возобновляемой энергетики в Приморском крае, с учетом проектирования и строительства ветроэлектростанции на ост. Русский и Попова

ДВО РАН гарантирует обеспечение научной поддержки подготовки материалов оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) планируемой ВЭС, ОАО «РусГидро» как заказчик проектирования гарантирует привлечение ДВО РАН для научного сопровождения проекта.

В течение длительного времени Институты ДВО РАН принимают активное участие в разработке проектов Богучанской ГЭС, Бурейской ГЭС и геотермальных станций на Камчатке. Ученые ДВО РАН задействованы на исследованиях по проекту Дальневосточной ВЭС.

19 мая 2009 г. на ост. Попова установлен ветроизмерительный комплекс для проведения измерений на месте будущей Дальневосточной ВЭС. Ветроизмерения являются первым этапом реализации проекта строительства ветростанции и будут использованы для точного моделирования ее параметров. 21 мая 2009 г. на ост. Попова состоится экспериментальное снятие ветроизмерений, после которого на базе Дальневосточного государственного технического университета пройдет обсуждение подготовки технического задания на проведение ОВОС ВЭС с участием представителей администрации Приморского края, руководителя ОАО «РусГидро» Василия Зубакина и ведущих ученых ДВО РАН.

11 мая 2009 г. между ОАО «РусГидро» и японскими компаниями Mitsui и J-Power по проекту Дальневосточной ВЭС подписан Меморандум о сотрудничестве, в соответствии с которым стороны совместно устанавливают мачту для проведения ветроизмерений.

Начало строительства ВЭС намечено на 2010 год, окончание - на первый квартал 2012 г. Мощность ветростанции может составить до 36 МВт. Рассматривается два варианта строительства ВЭС. Первый предполагает монтаж до 18 ветроэнергетических установок (ВЭУ) по 2 МВт каждая, второй – 24 ВЭУ по 1,5 МВт каждая. Все установки будут объединены единой системой выдачи мощности. Годовая выработка - не менее 90 млн. кВт.ч. Проект ВЭС реализуется в рамках подготовки к проведению в 2012 г. саммита АТЭС на острове Русский и предусматривает строительство и реконструкцию инфраструктурных объектов – дороги и объектов выдачи мощности. В республике Коми строится Заполярная ВДЭС мощностью 3 МВт.

#### **1.4. Программа развития ветроэнергетики Чеченской Республики**

Специальные исследования по изучению ресурсов ветроэнергетики по территории Чеченской Республики не проводилось. В научной и справочной литературе приведены

лишь обобщенные данные по регионам. Данные по ресурсам (потенциалам) ветровой энергии по субъектам Российской Федерации, расположенным в пределах Северо-Кавказского федерального округа приведены в таблице 1.8 и на рис. 1.7.

Таблица 1.8. Ресурсы ветровой энергии СКФО

Субъекты Российской Федерации	Валовый ресурс		Технический ресурс		Экономический ресурс	
	млрд. кВт·ч	млн. т.у.т.	млрд. кВт·ч	млн. т.у.т.	млрд. кВт·ч	млн. т.у.т.
Республика Дагестан	21126	71,84	52,815	17,957	0,2641	0,0898
Республика Ингушетия	1102,5	3,85	2,7563	0,937	0,0138	0,0047
Кабардино-Балкарская Республика	1125	3,2,5	2,8125	0,9563	0,0141	0,0048
Карачаево-Черкесская Республика	1269	431,46	3,1725	1,079	0,0159	0,0054
Республика Северная Осетия - Алания	720	244,8	1,8	0,612	0,0090	0,0031
Чеченская Республика	1332	45,88	3,33	1,1322	0,0167	0,0057
Ставропольский край	11637,5	3956,75	29,0938	9,8919	0,1455	0,0495
<b>Всего</b>	<b>38312,0</b>	<b>13026,08</b>	<b>95,7801</b>	<b>32,5654</b>	<b>0,4791</b>	<b>0,163</b>

Территория Чеченской Республики относится к району со средним уровнем ветровой энергии. Характерной особенностью ветровой обстановки является неравномерность распределения скорости ветра по территории и интенсивности в различные периоды года.

Наиболее распространенным видом местных ветров являются горно-долинные ветры, возникающие за счет контрастов температуры воздуха отдельных частей долин или котловин и склонов. Горно-долинные ветры характеризуются суточной сменой направления. Летом горно-долинная циркуляция выражена наиболее ярко и достигает

максимальной мощности.



Рис. 1.7. Распределение валового потенциала ветровой энергетики по СКФО

Большое разнообразие форм рельефа сказывается и на распределении повторяемости штилей. В замкнутых котловинах и под склонами гор наблюдается наибольшая повторяемость штилей - 44-58 %; в предгорных и горных районах - до 30 %. Средняя годовая скорость ветра изменяется в довольно широких пределах - от 0,8 до 6,0 м/сек. Годовой ход скорости ветра определяется годовым ходом атмосферной циркуляции. Однако, как и в распределении направлений ветра, большое влияние на скорость оказывает орография.

Наиболее сильные ветры наблюдаются в высокогорных районах в открытых формах рельефа и там, где орографические факторы способствуют увеличению барических градиентов и приводят к сходимости воздушных потоков. Средняя годовая скорость ветра в этих районах достигает 5 - 6 м/сек, на открытых равнинах и в широких долинах - несколько ниже и составляет 3 - 4 м/сек, в предгорьях - до 3, в замкнутых котловинах и в низинных южных районах не превышает 1 - 2 м/сек.

**Таблица 1.9. Повторяемость направления ветра и штилей (%)**

Пункты	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Наурская	4	8	31	6	2	4	32	13	18
Шелковская	4	8	30	9	3	14	24	8	11
Грозный	5	11	26	5	4	8	17	24	48
Орджоникидзевская	4	6	22	8	2	8	37	13	12
Урус-Мартан	13	14	8	5	19	19	13	9	35
Ведено	8	10	25	13	1	4	27	12	24
Шатой	30	34	8	7	11	4	2	4	22
Армхи	1	1	4	35	7	5	28	19	36

В годовом ходе наибольшая скорость ветра, как правило, отмечается весной или зимой при усилении циклонической деятельности, наименьшая - летом и осенью. Как показывают наблюдения, наибольшую повторяемость в большинстве районов имеет ветер скоростью 1 - 5 м/сек (70 - 90 %). Скорости ветра больше 10 м/с редки и их повторяемость не превышает 10 %. В долинах и котловинах наблюдается в среднем 5-15 дней в году с сильным ветром. В отдельных формах рельефа на большой высоте и в местах сужения долин число дней с сильным ветром достигает 20-30.

**Повторяемость направлений ветра** рассчитана в процентах от общего числа случаев направлений ветра без учета штилей.

**Повторяемость штилей** рассчитана в процентах от общего числа случаев наблюдений.

По материалам таблицы можно сделать вывод, что на Терско-Кумской равнине, Терско-Сунженской возвышенности, Чеченской равнине, в восточной горной части (Ведено) территории республики преобладают ветры западных и восточных румбов, причем в большей степени – ветры западного направления.

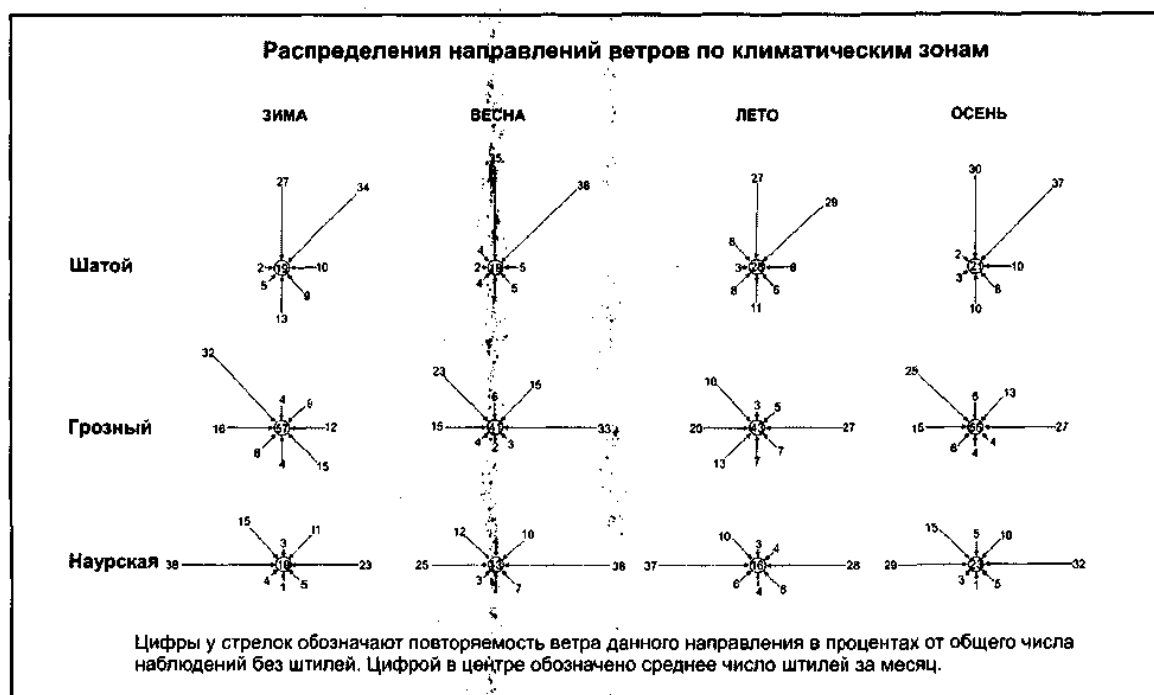
Преобладание западных ветров над восточными характерно для летних месяцев. В ст. Орджоникидзевской, г. Гудермесе западные ветры преобладают в течение всего года.

Совершенно другая обстановка циркуляции сложилась в центральной части Чеченской наклонной равнины (Урус-Мартан) и в межгорных котловинах (Шатойской и

Итум-Калинской).

На ветровой режим района селения Урус-Мартан, расположенного на наклонной равнине вблизи гор, оказывают влияние ветры типа горно-долинных. Здесь преобладают ветры северных (36 %) и южных (45 %) румбов.

Амплитуда повторяемости северных ветров колеблется в пределах 8-17 %. Уменьшение повторяемости северных ветров приходится на летние месяцы (июнь – 8 %). Повышение повторяемости ветров северного направления наблюдается в феврале-марте, с вершиной большего значения (17 %) в марте.



**Рис. 1.8. Распределение направлений ветров**

Ветры южных направлений имеют два спада, приходящиеся на весну и осень. Причем, глубина амплитуды опускается (8 %) в апреле месяце. Гребни амплитуд имеют максимальные значения в июне – августе (июнь – 23 %), зимой – в ноябре-феврале (декабрь – 24 %).

Ветры других румбов в районе Урус-Мартана имеют меньшее значение. Ветровой режим Шатойской межгорной котловины (с. Шатой – 528 м) целиком подчинен орографии окружающих ее гор. Проникновению западных и восточных ветров в котловину мешают горные хребты, имеющие меридиональное направление. Восточные ветры в некоторой мере здесь преобладают над западными. Их годовое значение

составляет 8 % (по сравнению с 2 % направлением западных ветров).

В этой котловине хорошо развита и прослеживается циркуляция горно-долинных ветров, так как ее с юга на север прорезает глубокая долина реки Аргун. В котловине, в основном, преобладают северные долинные ветры, дующие со стороны Чеченской наклонной равнины. Годовая повторяемость направления северных ветров составляет 30 %, северо-восточных – 34 %, северо-западных – всего 4 %. Южные ветры составляют 11 %, но по сравнению с восточными и, тем более, с западными ветрами – это высокий процент.

Таким образом, в межгорных котловинах господствуют горно-долинные ветры, ориентированные по направлению прорезающих их долин.

В Грозном в ночные часы активно проявляют себя ветры западных (23 %) и восточных (18 %) направлений. В утренние часы активность западных ветров увеличивается (26 %), а восточных – несколько падает (14 %). В середине дня, наоборот, активизируются восточные ветры (29 %) и еще больше они усиливают свою повторяемость в вечерние часы (37 %). Западные ветры уменьшают свои показатели до 12 %. Штилевая обстановка характерна для ночных часов (66 %). В середине дня она падает в три раза (22 %).

В Шатойской котловине на протяжении суток сохраняется основная повторяемость направления ветра – господствуют ветры северных направлений.

Штилевое состояние воздушных масс характерно для населенных пунктов Чеченской равнины и межгорных котловин. Грозный имеет самый высокий годовой процентный показатель штиля – 48, а наименьший – Гудермес, где количество дней со штилем составляет всего 4 процента. Это самая ветровая местность в республике. Количество дней со штилем в бассейне Терека колеблется от 11 процентов на востоке (Шелковская), до 18 на западе (Наурская).

Направление ветра в различные часы суток можно проследить по многолетним наблюдениям в Грозном и Шатое (табл. 1.10).

Штили приурочены, в основном, к ночным часам (24 %), днем они падают в пять раз (5 %).

Годовая скорость ветра над территорией республики колеблется, в пределах от 1,3 м/сек (Урус-Мартан) до 3,6 м/сек (Шелковская). В северной открытой плоскостной части республики, где воздушные массы не встречают препятствий, скорость ветра достигает максимума. На Чеченской равнине на скорость ветра влияют окраинные хребты, в горной части – сложный высокогорный рельеф.

Скорость ветра в течение суток меняется довольно резко, особенно в горной



Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

местности. Горно-долинные ветры днем могут увеличивать свою скорость в 5 раз по сравнению с ночными часами. Но и на плоскости скорость ветра днем в три раза выше ночной.

Ниже приводим таблицу среднемесячной и годовой скорости ветра в различные часы суток. Для хозяйственной деятельности весьма важно знать сведения о количестве дней с сильными ветрами, особенно теми, которые имеют скорость 15 м/с и выше.

**Таблица 1.10. Повторяемость направления ветра и штилей в различные часы суток**

Часы	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
<b>г. Грозный</b>									
1 час.	3	8	18	4	4	8	23	32	66
7 час.	3	7	14	4	7	10	26	29	62
13 час.	7	15	29	7	3	4	12	23	22
19 час.	3	11	37	4	4	11	12	18	40
<b>с. Шатой</b>									
1 час.	18	26	16	15	16	6	2	1	24
7 час.	21	27	11	9	18	8	3	3	33
13 час.	43	43	1	1	3	2	1	6	5
19 час.	30	36	10	5	11	4	1	3	25

**Таблица 1.11. Средняя месячная и годовая скорости ветра (м/с)**

Пункт	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Наурская	2.1	2.5	2.9	3.2	2.8	2.9	2.7	2.5	2.2	2.2	2.4	2.1	2.5
Шелковская	3.0	3.6	4.1	4.5	3.9	3.6	3.4	3.5	3.2	3.2	3.6	3.0	3.6
Грозный	1.4	1.8	2.2	2.5	2.5	2.5	2.3	2.1	1.8	1.6	1.5	1.3	2.0
Гудермес	2.8	2.9	3.2	3.8	3.6	3.9	3.7	3.6	3.2	2.8	2.9	2.8	3.3
Орджоникидзевская	2.0	2.3	2.3	2.5	2.4	2.3	2.4	2.2	1.9	2.0	1.9	2.0	2.2
Урус-Мартан	1.0	1.3	1.6	1.7	1.6	1.7	1.4	1.4	1.1	1.1	1.2	1.0	1.3
Ведено	1.5	1.6	1.7	1.7	1.4	1.3	1.1	1.1	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4
Шатой	2.2	2.4	2.7	2.4	2.0	1.7	1.6	1.6	1.7	2.0	2.3	2.1	2.0
Армхи	2.0	2.1	2.1	2.3	2.2	2.2	2.0	2.1	2.1	2.1	1.9	1.9	2.1

Максимальные скорости ветра в горах приурочены к двум летним месяцам (июль, август). Направление ветров – западной ориентации.

Таблица 1.12. Средняя месячная скорость ветра в различные часы суток (м/с)

Пункт	Часы	Месяцы											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Грозный	1	1.1	1.5	1.6	1.3	1.2	1.3	1.3	1.0	0.9	1.1	1.2	1.2
	7	1.2	1.3	1.6	1.4	1.5	1.6	2.6	1.3	1.0	1.0	1.1	1.2
	13	1.7	2.6	3.4	4.1	4.0	3.6	3.3	3.4	3.3	2.9	2.0	1.6
	19	1.5	1.8	2.3	3.3	3.3	3.3	3.1	2.8	2.0	1.3	1.5	1.2
Гудермес	1	2.8	2.7	2.5	2.5	2.4	3.1	3.1	2.7	2.4	2.5	2.6	2.7
	7	3.0	2.9	2.8	3.0	3.0	3.4	3.2	3.1	2.8	2.8	2.8	2.9
	13	3.1	3.5	4.2	5.4	4.7	4.6	4.1	4.4	4.2	3.6	3.4	2.9
	19	2.5	2.6	3.4	4.4	4.3	4.4	4.3	4.2	3.2	2.3	2.7	2.5
Шатой	1	1.6	1.6	1.7	1.5	1.1	0.9	0.9	0.9	0.8	1.1	1.5	1.5
	7	1.5	1.6	1.5	1.4	1.0	1.1	0.9	0.8	1.0	1.0	1.3	1.4
	13	4.0	4.5	5.2	4.6	4.1	3.7	3.4	3.8	4.1	5.0	4.9	4.0
	19	1.7	2.1	2.5	2.1	1.6	1.3	1.1	0.9	0.9	1.2	1.5	1.5
Армхи	1	2.0	2.1	1.8	1.7	1.7	1.8	1.6	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0
	7	2.1	2.0	1.7	1.6	1.5	1.5	1.4	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
	13	2.0	2.5	3.3	3.8	3.9	3.8	3.5	3.7	3.7	3.1	2.1	1.8
	19	1.8	1.7	1.8	1.9	1.7	1.8	1.6	1.4	1.3	1.6	1.6	1.8

Использование энергии ветра является перспективным в отдельных регионах республики, где скорость ветра достаточно велика (более 5-6 м/с, на высоте 10 м и выше от уровня поверхности) - и ветроэнергетические установки (ВЭУ) могут применяться для выработки электроэнергии. Обычно турбины ВЭУ имеют мощность 250-750 кВт.

Расчеты ветрового потенциала выполнялись для различных климатических зон территории: горной части, средней полосы и Затеречной равнины, с пересчетом скоростей ветра и повторяемостей с высоты флюгеров на высоту 75 метров (высота ветроэнергетической установки мощностью 500-750 кВт). Ветроэнергетический валовый потенциал по проведенным расчетам составляет 1406,0 млрд. кВт·ч/год технический потенциал составляет ≈14,0 млрд. кВт·ч/год.

**Таблица 1.13. Среднее и наибольшее число дней с сильным ветром (15 м/с и более)**

Пункт	Число дней с сильным ветром (15 м/с и более) по месяцам												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<b>Шелковская</b>													
среднее	1.4	1.8	3.1	4.2	2.6	2.0	1.3	2.8	2.0	1.7	2.8	1.1	27
наибольшее	5	7	8	10	10	6	6	7	6	5	10	9	49
<b>Грозный</b>													
среднее	1.0	1.2	1.7	2.6	2.6	2.5	2.0	2.0	0.8	1.0	1.0	0.3	19
наибольшее	4	7	6	7	12	5	10	7	3	3	3	2	49
<b>Ведено</b>													
среднее	0.5	0.7	0.9	0.7	1.0	0.5	0.7	0.7	0.4	0.5	0.5	0.4	8
наибольшее	4	4	4	6	5	3	3	3	2	3	3	4	24
<b>Шатой</b>													
среднее	0.5	0.3	1.1	0.5	0.1	0.1	0.2	0.4	0.2	0.3	0.3	0.5	5
наибольшее	6	2	6	3	1	2	1	3	4	3	4	3	22

Стоимость выработки электроэнергии на ВЭУ мощность 250-750 кВт прямо зависит от среднегодовой скорости ветра и местных условий и колеблется в пределах 0,03 US\$ (10 м/с) - 0,12 US\$ (5 м/с) за 1 кВт. час.

Использование энергии ветра может быть оправдано в определенных районах в качестве автономных или дополнительных источников энергии небольших мощностей. Следует учесть, что ветроэнергетика в промышленных масштабах требует отчуждения достаточно больших территорий, в связи, с чем важно провести всеобъемлющее изучение всех связанных с этим аспектов.

#### **Инвестиционное предложение строительства ветропарка в Чеченской Республике**

В реализации ветроэнергетического проекта можно выделить следующие этапы:

- выбор местоположения ВЭУ;
- технико-экономическая оценка проекта;
- определение стоимости проекта;
- проектирование; строительство; эксплуатация.

Данные этапы носят общий характер, в каждом конкретном случае существует своя специфика.

Одним из важнейших этапов является выбор местоположения ветроэнергетической станции. В данном случае необходимо учитывать:

- ветроэнергетический потенциал региона;
- состояние энергетики в регионе (показатели стоимости электроэнергии и ее динамика, объем дефицита и др.);
- транспортную доступность;
- поддержку проекта местным населением и администрацией.

*Стоимость проекта* складывается из двух основных категорий - первоначальных капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных затрат.

Первоначальные капитальные затраты включают в себя расходы на:

- предварительные исследования – проектирование и замер характеристик ветра для подтверждения достаточности ветроэнергетических ресурсов;
- получение разрешения на проектирование;
- управление проектом;
- юридическую поддержку – заключение индивидуальных контрактов, распределение акций и др.; закупку ветроагрегатов;
- создание инфраструктуры – прокладку кабелей и устройство фундамента;
- установку, доставку и комиссионные – постоянные затраты, не связанные с расстоянием от поставщика до потребителя, и переменные затраты, которые непосредственно зависят от километража;
- ремонт;
- банковские расходы;
- подключение к местной электросети (относится к проектам крупного масштаба, которые будут подсоединены к местной сети энергоснабжения).

Ежегодные эксплуатационные затраты:

- арендные платежи за землю;
- на поддержание работоспособности и техническое обслуживание - регулярность обслуживания зависит от масштаба проекта, но в большинстве случаев не превышает 2 раз в год, годовые эксплуатационные расходы составляют примерно 1.5 - 2% от затрат на установку ветроагрегата, чем дольше установка находится в эксплуатации, тем значительнее становятся затраты на её обслуживание;

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

- проценты за кредит (если капитал на реализацию проекта был предоставлен банком).

По данным ОАО "ГидроОГК", имеющего опыт реализации проектов ветроэнергетики, основными затратами, с которыми придется столкнуться инвестору при нормировании проектов следующие:

- измерение ветра – стоимость одной мачты варьируется от 15 до 100 тыс. евро, в зависимости от конструкции, материала, ветровых сенсоров и от надежности записывающих систем;
- оценка ВЭП - (15 – 25 тыс. евро) – срок подготовки отчета до 3 месяцев;
- стоимость турбин – 1-1,1 млн. евро за 1 МВт;
- для сетевых ВЭС – работы по установке и подсоединение к сети оцениваются в 0,4 млн. евро за МВт;
- эксплуатация и обслуживание - оценивается приблизительно в 20 тыс. евро/МВт.

Для реализации крупного проекта по строительству сетевой ветроэлектростанции инвестору необходимо более 1,5 млн. долл.

*К рискам, относящимся к сфере ветроэнергетики можно отнести:*

- экономические риски (отсутствие рынка сбыта, высокий период окупаемости); тарифные риски (низкая стоимость традиционных энергоресурсов); юридические риски (отсутствие нормативной базы функционирования ветроэнергетики); социальные риски (отсутствие в обществе понимания преимуществ ветроэнергетики); риски потери активов в результате порчи имущества;
- производственные риски (связаны с эксплуатацией оборудования: отказы оборудования и механизмов, недочеты в проектной документации, отклонения от расчетных свойств внешней среды, ошибки оперативного персонала).

*Рентабельность ветроустановок.* Экономическая эффективность ВЭУ = доходы от реализации ветроэнергии — затраты на строительство — эксплуатационные расходы. Однозначно говорить о конкретных показателях рентабельности ветроустановок нельзя, она зависит от множества факторов. Согласно данным сравнительного исследования различных моделей ВЭС, проведенного НИЦ "Атмограф", в среднем они окупаются за 9-10 лет.

К основным факторам, влияющим на рентабельность ВЭС можно отнести:

- скорость ветра в регионе;
- установленная мощность (наиболее конкурентоспособными с традиционными тепловыми ЭС являются сетевые ВЭС);
- стоимость традиционного топлива;

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

- коэффициент использования установленной мощности (чем он выше, тем больше выгода от неиспользованного объема условного топлива);
- меры государственного стимулирования покупки ветроэнергии.

Основными факторами, приводящими к удорожанию энергии, получаемой от ветрогенераторов, являются:

- необходимость получения электроэнергии промышленного качества ~ 220В 50 Гц (требуется применение инвертора);
- необходимость автономной работы в течение некоторого времени (требуется применение аккумуляторов);
- необходимость длительной бесперебойной работы потребителей (требуется применение дизель-генератора).

Если учесть затраты на строительство и эксплуатацию энергоустановки, то ветровая электроэнергия обойдется дороже, чем любая другая традиционная электростанция. Выгоду от ее использования можно оценить только через несколько лет.

С учетом изложенных выше критериев предлагается создать ветропарк на территории Чеченской Республики, который станет локомотивом развития нетрадиционных источников в республике. Данные о скоростях ветра свидетельствуют в пользу развития ветроэнергетики на севере республики. Представляется оптимальным создание ветропарка на Терском хребте, имеющим высоты над уровнем моря 400-600 м. Согласно исследованиям по ветроэнергетике энергия ветра на таких высотах больше на 5-10%, чем энергия ветра на высотах 0-100 м. Тем не менее, для данного района необходимы ветроизмерения. Необходимо установить мачты для проведения цикла ветроизмерений на площадке будущей ВЭС. Данные ветроизмерений будут использованы для проведения точного моделирования, на основе которого будет приниматься решение об инвестировании и продолжении разработки проекта ВЭС.

Терский хребет малозалесен, практически не используется в сельском хозяйстве, имеются проселочные дороги.

Ветропарк, состоящий из 24 ВЭУ с установленной мощностью 1.5 мВт каждая.

Общая установленная мощность 36 мВт.

ВЭУ предполагается размещать по прямоугольной сетке с расстояниями между соседними станциями  $10D$  ( $D$  - диаметр ветроколеса). Для размещения  $n$  ВЭУ необходима следующая площадь:

$$S = 100nD^2$$

Для  $n=36$  и  $D=60$  м имеем  $S=12.96$  км<sup>2</sup>.

Структура расходов строительства ВЭУ:

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

1. Стоимость ВЭУ – 75-80%
2. Прочие расходы (строительство фундамента, подключение к сети, сооружение дороги и пр.) – 20-25 %

Капиталовложения в строительство больших ветропарков в Европе сегодня составляют 1000 долларов на 1 кВт установленной мощности. Себестоимость энергии – 3,5-3,8 цента за 1 кВт. ч (10 лет назад было 16 центов). При массовом строительстве ветроэлектростанций можно рассчитывать на то, что в дальнейшем цена одного киловатт-часа существенно снизится и окажется сравнимой со стоимостью электроэнергии, вырабатываемой ТЭС и ГЭС. В подтверждение этого аргумента говорит тот факт, что конструкции ВЭС постоянно совершенствуются: улучшаются их аэродинамика и электрические параметры, уменьшаются механические потери и т.д.

Исходя из вышеизложенного для ветропарка с общей установленной мощностью 36 мВт необходимы следующие ориентировочные капиталовложения:

$36000 \times 1000 = 36$  млн. \$ или 1,1 млрд. руб.

Для реализации данного проекта с учетом прочих расходов, проектных работ, исследований характеристик ветра, выбора площадки, ПИР и др. необходимые инвестиции составляют 1,1-1,5 млрд. руб.

Срок реализации проекта – 2011-2017 гг.

Срок окупаемости – 7-8 лет.

**Таблица 1.14. Индикаторы Проекта строительства ветроэнергетических установок на территории Чеченской Республики**

Параметр	Годы							
	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Объемы инвестиций, млн. руб. исследовательские работы	5,0	5,0	5,0	-	-	-	-	-
ПИР	-	-	135,0	135,0	-	-	-	-
Строительство ВЭУ	-	-	500,0	1000,0	1500,0	-	-	-
Всего	5,0	5,0	640,0	1135,0	1500,0			
Установленная мощность МВт	-	-	12,0	36,0	72,0			
Выработка электроэнергии млн. кВт.ч	-	-	25,0	75,0	150,0	150,0	150,0	150,0

**Таблица 1.15. Строительство Ветропарка на территории Чеченской Республики**

1	Описание и цель проекта	Ветропарк, состоящий из 24 ВЭУ с установленной мощностью 1,5 мВт каждая. Общая установленная мощность 36 мВт. Выработка электроэнергии – 75 млн. кВтч/год. Проект обеспечивает комплексное использование природных ресурсов, снабжение электроэнергией промышленных и сельскохозяйственных предприятий и объектов социально-бытового назначения.
2	Продукция, услуги	Электрическая энергия
3	Наименование организации	
4	Инициатор проекта	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
5	Инвестиционные затраты по проекту	Ориентировочная стоимость проекта 2500 млн.руб.
6	Источники финансирования	Внебюджетные средства
7	Возможные формы и условия финансирования	По согласованию сторон
8	Параметры проекта	24 ВЭУ мощностью 1.5 мВт Общая установленная мощность – 36 мВт Выработка электроэнергии – 75 млн. кВтч/год
9	Ожидаемые эффекты: экономический, бюджетный, экологический, социальные и иные	Экономический эффект – экономия традиционных источников энергии (нефть, газ, уголь), снижение энергетической составляющей в себестоимости продукции. Бюджетный эффект – дополнительные налоговые поступления в бюджеты всех уровней. Социальный эффект – создание новых рабочих мест. Экологический эффект – снижение вредных выбросов в атмосферу
10	Бизнес- документация	Разработка проектно-сметной документации

**Таблица 1.16. Календарный план проведения работ**

Сроки, гг	Виды работ	Стоимость, млн.руб.	Ожидаемые результаты
2012-2013	Проведение ветроизмерений	15,0	Уточнение ветропотенциала
2013	Проектно-изыскательские работы	135,0	Проект
2013	Строительство 1-й очереди ВС	500,0	Монтаж 8 ВЭУ и подключение к сети
2014	Строительство 2-й очереди ВС	1000,0	Монтаж 16 ВЭУ и подключение к сети
2015-2017	2-ой этап строительства	1635,0	Монтаж 16 ВЭУ и подключение к сети



## **2. ПОТЕНЦИАЛ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

### **2.1. Анализ состояния развития солнечной энергетики в РФ**

Исследования в области фотоэлектричества в России имеют длительную историю развития. В СССР технологии и продукция солнечной энергетики использовались в основном для космических целей. Наличие большого научно-технического потенциала явилось стимулом к развитию в России наземной фотоэнергетики.

Заинтересованность российских компаний в исследованиях и производстве солнечных энергосистем наблюдалась вследствие стремительного развития мирового рынка в последние годы.

На сегодняшний день в России производится как сырье для производства фотоэлектрических модулей и элементов, так и сама конечная продукция. Однако учитывая возросший в последние годы объем мирового рынка солнечной энергетики, изготовленная продукция составляет лишь доли процента от общей совокупности. При этом емкость российского рынка оценивается экспертами миллиардами ватт.

Тем не менее, в России действует ряд предприятий, которые обладают уникальными технологиями производства фотоэлектрических преобразователей.

В силу протяженности территории России уровни солнечной радиации в различных регионах существенно варьируются. Так, солнечная радиация в отдаленных северных районах составляет 810 кВт-час/м<sup>2</sup> в год, тогда как в южных районах она превышает 1400 кВт-час/м<sup>2</sup> в год. Ее значения демонстрируют также сезонные колебания. Например, на широте 55° солнечная радиация составляет в январе 1.69 кВт-час/м<sup>2</sup> в день, а в июле — 11.41 кВт-час/м<sup>2</sup> в день.

По данным официальной статистики, представленные Институтом энергетической стратегии: совокупный потенциал солнечной энергии составляет 2300000 млн. т.у.т., технический потенциал - 2300 млн. т.у.т. (это в 2 раза превышает суммарное энергопотребление по стране) и экономический - 12.5 млн. т.у.т. Эти данные опровергают существующие мнения о недостаточном потенциале российской солнечной энергетики и нецелесообразности ее развития в России.

Распределение годовых среднесуточных поступлений солнечной энергии по территории России представлено на рисунке 2.1.

Наиболее значительный потенциал использования солнечной энергии в следующих регионах:

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

- юго-запад России (Северный Кавказ, район Черного и Каспийского морей);
- Южная Сибирь;
- Дальний Восток.

Значительными ресурсами обладают Калмыкия, Ставропольский край, Ростовская область, Краснодарский край, Волгоградская область, Астраханская область, а так же Алтай, Приморье, Читинская область, Бурятия (юго-восток). В некоторых районах Западной и Восточной Сибири и Дальнего Востока годовая солнечная радиация составляет 1300 кВт-час/м<sup>2</sup>, превосходя значения для южных регионов России. Например, в Иркутске поступление солнечной энергии достигает 1340 кВт-час/м<sup>2</sup>, а в Республике Якутия-Саха - 1290 кВт-час/м<sup>2</sup>.

На сегодняшний день экономически целесообразно использование фотоэлектрических станций для электроснабжения удаленных маломощных потребителей. На большей части России фотоэлектрические станции могут применяться сезонно или в составе гибридных электростанций.

На сегодняшний день реализуемых проектов в области использования солнечной энергии для получения электричества в России практически нет, здесь реализуются небольшие локальные проекты. Общая установленная мощность солнечных электросистем составляет около 50 кВт, которые вырабатывают около 0.00002 млрд. кВт/ч.

#### **Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения**

Общая площадь солнечных коллекторов России не превышает 10 тыс. м<sup>2</sup>, что на порядок меньше, чем было в СССР.

Наибольшее распространение солнечные водонагревательные установки получили в Краснодарском крае (65 штук), их общая площадь - 6 300 м<sup>2</sup>. Такие установки есть также в Бурятии, Ростовской области. В Бурятии солнечными коллекторами производительностью от 500 до 3000 литров горячей воды (90-100 градусов по Цельсию) в сутки оснащены различные промышленные и социальные объекты - больницы, школы, завод "Электромашина" и т.д., а также частные жилые здания.

Наиболее крупный проектом на сегодняшний день является энергообеспечение с помощью солнечной энергии Саратовской области мощностью 560 кВт.

Согласно ФЦП "Энергоэффективная экономика" на период до 2010 года, планируется производство и установка солнечных фотоэлектрических установок общей мощностью 2.136 МВт с выработкой электроэнергии 3,77 млн. кВт. ч.

Установленная мощность гелионагревательных систем определена в объеме 69,89 Гкал/ч при выработке энергии на 111,8 тыс. Гкал, что обеспечивает замещение

органического топлива в количестве 15,99 тыс. т.у.т. Средние удельные капитальные затраты – 9,8 тыс. руб/кВт установленной мощности.

**Таблица 2.1. Планируемые к вводу в России фотоэлектрические станции**

(источник: ФЦП "Энергоэффективная экономика")

Регион	Сущность проекта	Планируемая мощность, МВт
Амурская область	Сооружение 8 ФЭС	0.16
Республика Бурятия,	Сооружение 20 ФЭС	0.02
Иркутская область	Сооружение ФЭС	0.06
Приморский край	Сооружение 10 ФЭС	0.2
Саратовская область	Ввод 30 солнечных установок	0.56
Хабаровский край	Сооружение 10 ФЭС	0.2
Читинская область	Сооружение ФЭС	0.001
Республика Саха (Якутия)	Сооружение 8 ФЭС	0.16

#### **Производство элементов солнечной энергетики**

Вследствие того, что в России отсутствуют какие бы то ни было механизмы поддержки применения технологий солнечной энергетики, а стоимость получаемой электроэнергии в общем случае значительно превышает стоимость энергии, получаемой от традиционных источников энергии, практически вся продукция предприятий, производящих солнечные элементы и модули, экспортируется за рубеж, в основном в страны ЕС и Азии.

На экспорт приходится около 90 % выпускаемой в России продукции, оставшиеся 10%, распределяются между государственными и частными заказами.

Существует спрос на солнечные фотоэлектрические установки со стороны силовых ведомств (Погранслужбы ФСБ, Минобороны, МЧС, МВД) и навигационных служб. Государственные органы приобретают продукцию альтернативной энергетики только в случаях, когда невозможно воспользоваться традиционными установками – дизельными, газовыми.

В настоящее время возобновляемая энергетика в России не имеет соответствующей нормативной среды и механизмов регулирования. Несмотря на это, в некоторых субъектах России уже приняты региональные законы в поддержку возобновляемой энергетики. Это Краснодарский край, Амурская область, Агинский округ Бурятии.

**Таблица 2.2. Технические характеристики российских фотоэлектрических установок**

Модель ФЭУ	Номинальная мощность, Вт	Количество модулей	Номинальное напряжение	Рабочая температура	Производитель
МФС-12		4	16		ВИЭСХ
МФО 24	150-200	4	32	Не ниже -30°C	(www.viesh.ru)
МФС-48		4	64		
"Гелиос-1"	20	1	10	Не ниже -30°C	ОАО "НИИПП" (www.niipp.ru)
"ЭМС-ЮОП"	100	1	10.5-14.5	От -10 до +40	НПП "Квант" (www.npp-kvant.ru)
"Дачник 2008+"	600	6	21-30	10-60	ООО "ДЦА" (www.dcaco.narod.ru)

В Краснодарском крае существует "Стратегия развития солнечной энергетики", а также "Концепция развития солнечного теплоснабжения". В их рамках уже сделаны первые шаги:

- осуществлено финансирование разработки и монтажа гелиоустановок;
- для каждого населенного пункта региона получены достоверные значения солнечной радиации;
- разработаны нормы технического проектирования гелиоустановок и экономического обоснования;
- обобщен опыт строительства и эксплуатации подобных станций.

В Амурской области действует закон "О развитии нетрадиционных возобновляемых источников энергии в Амурской области", в рамках которого – развитие солнечной энергетики является одним из приоритетных направлений развития.

Российские власти, характеризуя свои планы развития альтернативной энергетики, делают акцент на развитие биотоплива (2 % в энергобалансе к 2020 году), гидроэнергетики (1,1 %) и ветроэнергетики (1 %). Солнечная энергетика, даже с учетом принятия дополнительных мер по стимулированию ее развития, должна будет вырабатывать только 0,0005 % электричества от общего объема.

В ноябре 2007 года подписан Закон N 250-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России". "О внесении изменений в

отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России". В Законе присутствуют некоторые меры по поддержке генерации электроэнергии от возобновляемых источников энергии. Однако большая часть стимулов и бонусов относится только к участникам оптового рынка электроэнергии.

## **2.2. Потенциал солнечной энергетики Чеченской Республики**

Положение Чеченской Республики между 42° и 46° северной широты обуславливает интенсивный приток солнечной радиации. Запасы солнечной энергии, выраженные величиной радиационного баланса, в равнинных и предгорных районах составляют 50–55 ккал/см<sup>2</sup> в год. С увеличением высоты местности радиационный баланс уменьшается и на высоте 2500 м его значения не превышают 30–35 ккал/см<sup>2</sup>; в высокогорной зоне он уменьшается до отрицательных величин и в среднем на высоте более 3000 м равен – 3÷4 ккал/см<sup>2</sup>. На равнинной части территории Чечни радиационный баланс положительный почти в течение всего года. С увеличением высоты местности в зимние месяцы расходная часть баланса начинает превышать приходную. Большое разнообразие физико-географических условий Чечни обуславливает и большое разнообразие в распределении продолжительности солнечного сияния.

Продолжительность солнечного сияния составляет в среднем 330 дней в году, а плотность солнечного излучения доходит до 0,33 кВт/м<sup>2</sup> и более на равнинной части территории и в горных районах–0,46 кВт/м<sup>2</sup>.

Дни «без солнца» наблюдаются редко – 34 – 40 дней в долинно-предгорных районах и 10 – 12 дней в высокогорьях, и лишь наибольшее их количество составляет 61 день в равнинной части территории. Наибольшее количество дней «без солнца» наблюдается в зимнее время 6 - 12 дней. С июня по сентябрь наблюдается всего 1 – 5 дней «без солнца» в десятилетие. В целом за год, облачность снижает поступление прямой радиации на 20–25 % от потенциально возможной.

Суммарная радиация определяется общим приходом прямой и рассеянной радиации на горизонтальную поверхность. Максимальной интенсивности суммарная радиация на всей территории республики достигает в мае – июле месяцах. Интенсивность суммарной радиации изменяется для предгорных районов от 280 до 300 мДж/м<sup>2</sup>. В высокогорных районах она колеблется от 360 до 400 мДж/м<sup>2</sup>.

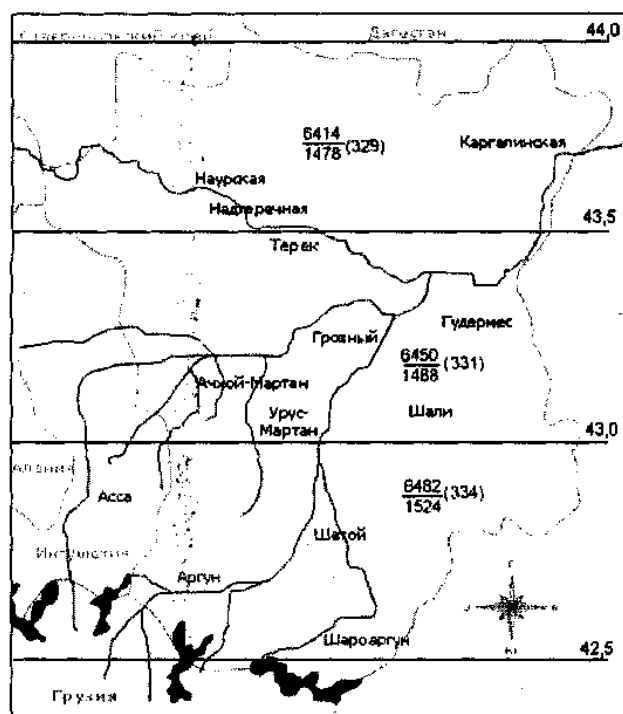


Рис. 2.1. Приход солнечной энергии на территорию Чеченской Республики.

Числитель – полная; знаменатель – рассеянная.

Валовый потенциал солнечной энергии для территории Чеченской республики оценивается как 1,365 кВт·час/(м<sup>2</sup>·год). В настоящее время эффективность преобразования энергии кремниевых фотоэлектрических источников серийно выпускаемых промышленностью составляет 12–17 %.

Технический потенциал по получению электрической энергии (с учетом площади занимаемой преобразователями 0,01% от всей площади территории и КПД установок 15 %) составляет – 3,03 млрд. кВт. час/год и, как показывают расчеты, 1м<sup>2</sup> гелиоколлектора позволяет сэкономить 0,15-0,2 тонн ископаемого топлива в год.

### 2.3. Перспективы развития рынка

Согласно прогнозам Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, к 2020 году в области солнечной энергетики в России будет 12.1 МВт установленной мощности с выработкой электроэнергии 0,018 млрд. кВт/ч. Правда, достижение таких целей возможно только при условии государственной поддержки.

С учетом реализации новых проектов по строительству новых фотоэлектрических

систем и гелионагревательных станций, географическое распределение установленных мощностей будет выглядеть следующим образом:

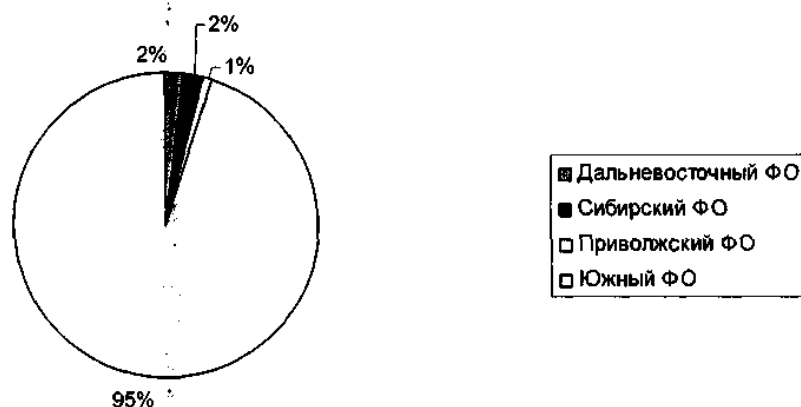


Рис. 2.2. Потенциальная структура производства солнечной электроэнергии в России ФЭС.

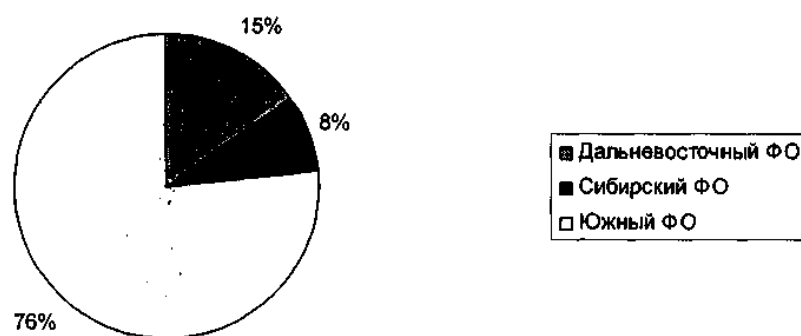


Рис. 2.3. Потенциальная структура производства тепловой энергии гелиоустановками в России.

Таким образом, в перспективе наибольшее распространение, как для отопления, так и для выработки электроэнергии солнечная энергетика приобретет в Южном ФО.

Потенциальный спрос на независимые источники электроэнергии в России существует, он определяется в первую очередь территориями децентрализованного и неустойчивого энергоснабжения.

В настоящее время более 10 млн. граждан России живут без централизованного электрообеспечения. Одно из возможных решений проблемы - использование солнечной

энергетики. Даже если для 1 млн. граждан будет использована фотоэнергетика (на каждого гражданина ~ 2 кВтч/сутки), необходимо будет установить более 500 МВт пиковой мощности фотоэнергосистем.

Вторым по величине российским потенциальным потребителем продукции отрасли является сельскохозяйственный сектор, который самостоятельно способен потреблять сотни мегаватт пиковой энергии фотоэнергосистем в год. Если к этому добавить рынок автономных фотоэнергосистем для навигационного обеспечения, систем телекоммуникаций, систем для курортно-оздоровительного и туристического бизнеса, коттеджей, уличных солнечных фонарей и т.д., то суммарно потребности в России в солнечных батареях могут составить более 1 ГВт/год.

В перспективе структура спроса на солнечные установки будет выглядеть следующим образом:

**Таблица 2.3. Перспективная структура спроса на фотоэлектрические установки**

Структура спроса	Сетевые ФЭС	Автономные	Индивидуальные ФЭС
Основные потребители, определяющие спрос	Дефицитные по мощности и энергии энергосистемы. Дефицитные по топливу энергосистемы	Удаленные и труднодоступные населенные пункты; дома отдыха; местные производственные предприятия не подключенные к сетям общего пользования	Индивидуальные дома, коттеджи, фермерские хозяйства, пастбища и другие одиночные объекты
Основные заказчики	Администрация энергодефицитных пунктов Крупные компании: энергетические, газовые, угольные и металлургические	предприятия малого и среднего бизнеса, в энергообеспечение ретрансляторов и передатчиков, расположенных вне зоны линий электропередач, мелкие фермерские хозяйства, локальные метеорологические станции и т.д.	Индивидуальные домовладельцы, туристы

Надо сказать, что перспективы солнечной энергетики в России зависят от комплекса факторов, среди которых:

- наличие государственной поддержки;
- формирование благоприятного общественного мнения среди населения об альтернативных энергоустановках;



- стоимость энергосистем.

Что касается стоимости "солнечных" станций в перспективе, то в данном случае она будет определяться как общей динамикой развития рынка, так и состоянием существующих разработок.

В настоящее время в России проводится ряд исследований, которые могут в перспективе снизить цену ФЭС:

- проект создания экологически чистого бесхлорного производства особо чистого поликремния алкоксилановым методом — благодаря его внедрению, возможно существенно уменьшить стоимость исходного монокремния до 70 долларов (сейчас около 400);
- адаптация технологии производства солнечных элементов для переработки пластин меньшей толщины (до 250 мкм), что позволит получать с 1 кг монокремния 1 м<sup>2</sup> СЭ;
- усовершенствование технологии производства солнечных элементов и солнечных модулей с целью увеличения среднего КПД до 16% при значениях технологических коэффициентов выходов – 0.95.

Решение этих задач позволит уменьшить стоимость 1 Вт в солнечных модулях до 1,3 долларов, а стоимость вырабатываемой ими электроэнергии до 10 центов за кВт/час. На решение этих задач требуется 5–7 лет и положительный результат способен значительно увеличить темпы роста сектора.

#### **2.4. Реализация проекта солнечной энергетики. Стоимость проекта**

В реализации проекта в области солнечной энергетики можно выделить следующие этапы\*:

- выбор местоположения ФЭС или гелиосистемы;
- технико-экономическая оценка проекта;
- определение стоимости проекта;
- проектирование;
- строительство;
- эксплуатация.

Одним из важнейших этапов является выбор местоположения ветроэнергетической станции. В данном случае необходимо учитывать:

- показатели солнечной радиации;
- состояние энергетики в регионе (показатели динамики стоимости электроэнергии,

объем дефицита и др.);

- транспортную доступность;
- поддержку проекта местным населением и администрацией.

Стоимость проекта складывается из двух основных категорий - первоначальных капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных затрат.

**Первоначальные капитальные затраты** включают в себя:

- на предварительные исследования - проектирование и замер показателей солнечной радиации для подтверждения достаточности необходимых ресурсов;
- на получение разрешения, на проектирование;
- по управлению проектом
- юридические затраты - заключение индивидуальных контрактов, распределение акций и др.;
- закупка фотоэлектрических станций;
- на установку, доставку и комиссионные - постоянные затраты, не связанные с расстоянием от поставщика до потребителя, и переменные затраты, которые непосредственно зависят от километража;
- на ремонт;
- банковские расходы;
- на подключение к местной электросети (относится к проектам крупного масштаба, которые будут подсоединены к местной сети энергоснабжения).

**Ежегодные эксплуатационные затраты:**

- арендные платежи за землю;
- на поддержание работоспособности и техническое обслуживание;
- проценты за кредит (если капитал на реализацию проекта был предоставлен банком).

### **Риски**

К рискам, относящимся к сфере солнечной энергетики можно отнести:

- экономические риски (отсутствие рынка сбыта, высокий период окупаемости);
- тарифные риски (низкая стоимость традиционных энергоресурсов);
- юридические риски (отсутствие нормативной базы функционирования солнечной энергетики);
- социальные риски (отсутствие в обществе понимания преимуществ солнечной энергетики);
- риски потери активов в результате порчи имущества;
- производственные риски (связаны с эксплуатацией оборудования: отказы

оборудования и механизмов, недочеты в проектной документации, отклонения от расчетных свойств внешней среды, ошибки оперативного персонала).

### **Рентабельность солнечных станций**

Экономическая эффективность ФЭС = доходы от реализации солнечной энергии – затраты на строительство – эксплуатационные расходы.

Однозначно говорить о конкретных показателях рентабельности солнечных установок нельзя, она зависит от множества факторов.

К основным факторам, влияющим на рентабельность ФЭС можно отнести:

- показатели солнечной радиации в регионе;
- установленная мощность (наиболее конкурентоспособными с традиционными тепловыми ЭС являются сетевые ФЭС);
- стоимость традиционного топлива;
- коэффициент использования установленной мощности (чем он выше, тем больше выгода от неиспользованного объема условного топлива);
- меры государственного стимулирования покупки солнечной энергии.

Если учесть затраты на строительство и эксплуатацию солнечной энергоустановки, то получаемая с ее помощью энергия обойдется дороже, чем сгенерированная с помощью любой другой традиционной электростанции. Выгоду от ее использования можно оценить только через несколько лет.

По оценкам экспертов, срок окупаемости солнечных установок составляет более 5 лет, что объясняется высокой стоимостью оборудования, с одной стороны, и низкой стоимостью замещаемого топлива – с другой.

Стоимость 1 Вт генерируемой мощности солнечными модулями находится сегодня в пределах 2.5-2.8 долларов, фотоэлектрических систем - 4-4,5 долл.

Электроэнергия, производимая такой системой в течение гарантийного срока службы (20 лет) при условии, что система работает эффективно не менее трех часов в сутки, будет стоить потребителю 0,2–0,25 долларов за кВт/час.

Между тем, по оценке экспертов, солнечные установки сегодня конкурентоспособны с дизельными генераторами только при условии стоимости 1 кВт на уровне 0,1 долларов (3,2 руб.).

**Выводы.** По результатам исследования, можно сделать вывод, что при нынешнем уровне развития технологий и отсутствии государственной поддержки, экономически обоснованно устанавливать солнечные станции только в отдаленных районах, где использование традиционных энергоустановок экономически не выгодно.

## **ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ**

Энергосбережению в промышленности уделяется значительное внимание. Проблема энергосбережения, являясь одной из важнейших во всех развитых странах, приобретает особую остроту в России, где энергоресурсы дорожают и используются крайне неэффективно. Сохранение высокого уровня энергоемкости народного хозяйства может привести к тому, что неудовлетворенный спрос составит до 25 % нынешнего потребления энергии в стране. Покрыть этот спрос, учитывая изношенность основных фондов отечественной энергетики, ее высокую капиталоемкость и инерционность, без активизации работ в области экономии энергии будет невозможно. Так, в 1996 г. был принят Федеральный Закон Российской Федерации «Об энергосбережении», за которым последовали и другие законодательные акты, нормативные и программные документы, регулирующие отношения в области энергопроизводства, энергопотребления и энергосбережения.

Одно из направлений энергосбережения - это применение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) для получения электроэнергии за счет использования технологического перепада давления газа в системах газоснабжения. При существующей в России системе газоснабжения снижение давления транспортируемого природного газа производится обычно в двух ступенях - на газораспределительных станциях (ГРС) и на газорегуляторных пунктах (ГРП) и осуществляется за счет дросселирования. Применение вместо дросселя ДГА позволяет полезно использовать этот перепад давлений для производства электроэнергии.

Детандер - генераторный агрегат - это устройство для получения электроэнергии за счет работы, совершаемой расширяющимся магистральным природным газом (без его сжигания). ДГА состоит из детандера, генератора, теплообменника, системы контроля и регулирования параметров процесса. В детандере энергия газового потока преобразуется в механическую работу, которая в свою очередь, может быть преобразована в электрическую энергию в соединенном с детандером генераторе. При работе таких установок есть возможность помимо электроэнергии получать теплоту и/или холод.

В мировой практике накоплен значительный опыт успешной эксплуатации ДГА. В зарубежной научно-технической периодической литературе дается высокая оценка эффективности ДГА, которая определяется прежде всего меньшими удельными капитальными затратами и удельными расходами топлива на выработку электроэнергии, чем на паротурбинных энергоблоках.

В России также эксплуатируются ДГА. Первый промышленный детандер - генераторный агрегат был внедрен в 1995 году на одной из московских ТЭЦ, где установлены два агрегата единичной мощностью по 5000 кВт каждый. За это время агрегаты показали себя надежными и удобными в эксплуатации. Они мобильны - с момента нажатия кнопки «Пуск» до полностью автоматизированного выхода турбины на режим холостого хода требуется 15 минут. Время выхода с режима холостого хода на режим с максимальной нагрузкой не превышает одного часа. Агрегаты не требуют большого количества обслуживающего и эксплуатационного персонала. Использование ДГА на электростанциях позволит получить около 1% дополнительной мощности, снизить расход топлива, улучшить экологические показатели.

В РАО ЕЭС «России» и системе ОАО «Газпром» развиваются работы по внедрению ДГА на ГРС и ГРП. Предварительные расчеты показали, что установка детандер-генераторных агрегатов на объектах ОАО «Газпром» позволит вырабатывать около 500 МВт электрической мощности.

Промышленностью России за последние годы освоен выпуск турбодетандеров, которые могут быть использованы как составные части детандер - генераторных агрегатов. Удельная стоимость установленной мощности детандер - генераторных агрегатов, оборудование для которых выпускается на заводах России, колеблется в пределах от 250 до 250 долл. США / кВт.

На конструктивные особенности детандер - генераторных агрегатов оказывают влияние различия в условиях работы ДГА. Так, при наличии высокотемпературного источника вторичной теплоты, подогрев газа в ДГА достаточно проводить в одной ступени перед турбодетандером, при отсутствии же высокопотенциальной сбросной теплоты, может оказаться более эффективным промежуточный подогрев газа между ступенями турбодетандера, либо дополнительный подогрев газа после детандера. При резко переменных годовых и суточных графиках нагрузки необходимо обеспечить высокий внутренний относительный КПД работы детандера в широком диапазоне изменений расхода газа.

Поскольку детандерные установки являются источниками чистой энергии, расчет экологического результата от их внедрения, выраженный Единицах Сокращения Выброса (ЕСВ) Парниковых Газов (ПГ) и измеряемый в условных тоннах CO<sub>2</sub> эквивалента, подсчитывается по простой формуле:

$$1 \text{ Мегаватт/час чистой энергии} = 0,68 \text{ условной тонны CO}_2.$$

Таким образом, при эксплуатации детандера мощностью 11,5 мегаватт, в год образуется ЕСВ в размере около 65 тысяч условных тонн CO<sub>2</sub>

Реализация ЕСВ, получаемых в ходе осуществления Проекта может быть начата непосредственно после начала его осуществления и первые платежи могут быть получены еще до начала эксплуатации детандеров.

### **3.1. Система газоснабжения**

От места добычи до места потребления природный газ транспортируется по трубопроводам при высоком (4...7,5 МПа) давлении. При использовании газа в качестве топлива в паровых и водогрейных котлах, печах и т.п. его давление перед горелочными устройствами составляет 0,12...0,3 МПа. В системе газоснабжения, технологическое снижение давления газового потока от давления в магистральном газопроводе до давления перед газоиспользующим оборудованием осуществляется обычно в двух ступенях. В первой из них - на газораспределительных станциях - давление газа снижается от давления в магистральном трубопроводе 4,0 - 7,5 МПа до 1,2-1,5 МПа, затем газ одорируется и по производственным трубопроводам направляется во вторую ступень - на газорегуляторные пункты, где давление снижается от 0,6 - 1,2 до 0,1-0,3 МПа. Температура газа на входе на ГРС и ГРП зависит от времени года и составляет в средней полосе от -10 до +10°C. Для снижения давления газа на ГРС и ГРП обычно применяется дросселирование.

В процессе адиабатического дросселирования на станциях понижения давления энтальпия транспортируемого природного газа не изменяется. При адиабатическом дросселировании теряется лишь потенциал энергии потока газа, связанный с его высоким по отношению к окружающей среде давлением. Этот потенциал характеризует возможность преобразования энергии газового потока в механическую энергию в каком-либо устройстве.

Альтернативой дросселированию является применение детандер-генераторных агрегатов. Основными частями детандер-генераторного агрегата являются детандер и электрический генератор. Детандер представляет собой аппарат расширительного действия, рабочим телом в котором является транспортируемый природный газ, причем газ в детандере не сжигается, а расширяется со снижением давления и температуры. При этом происходит преобразование внутренней энергии газа в кинетическую энергию, затем в механическую работу, которая, в свою очередь, может быть преобразована в электрическую энергию в генераторе. Существует два типа таких аппаратов, отличающихся по принципу действия: кинетические и объемные. К машинам объемного действия относятся поршневые детандеры. Расширительные машины кинетического

действия называются турбодетандерами (ТД) или газовыми расширительными турбинами (ГРТ).

Основным элементом поршневого детандера является цилиндр с поршнем, соединенный посредством кривошипно-шатунного механизма с внешним потребителем работы. Цилиндр снабжен двумя отверстиями с клапанами, через одно из которых осуществляется всасывание рабочего тела, а через другое – выброс рабочего тела по завершению цикла. Работа детандера носит циклический характер. В течение каждого цикла повторяется определенная совокупность процессов в рабочем объеме машины, т.е. в пространстве между стенками цилиндра и поршнем.

Поршневые детандеры имеют ряд преимуществ, а именно: широкий диапазон начальных температур при малых объемных расходах рабочего тела и относительно высоких начальных давлениях, простота эксплуатации, хорошее регулирование, в области малых расходов при прочих равных условиях, относительно высокий КПД (0,7-0,85 в зависимости от рабочего тела). Их недостатками являются меньшая надежность и ресурс, а также относительно высокие массовые и габаритные показатели по сравнению с устройствами кинетического действия. Поршневые детандеры применяются, в основном, в криогенных и холодильных установках, но могут использоваться и для выработки электроэнергии.

В турбодетандере, в отличие от поршневого, где энергия газа преобразуется в работу за счет действия на поршень сил давления газа, энергия сжатого газа преобразуется в энергию потока и можно использовать ее для получения работы. Необходимо отметить, что преобразование энергии сжатого газа в энергию потока и последующее ее использование для получения внешней работы можно реализовать различными путями. Например, можно сначала полностью расширить газ в неподвижном сопловом аппарате, а затем направить движущийся с большой скоростью поток газа на лопатки и заставить вращаться лопаточный диск. В этом случае принято называть турбодетандер активным. Можно полностью расширить газ непосредственно в межлопаточном пространстве колеса без какого-либо предварительного расширения в сопловом аппарате. В этом случае турбодетандер называют реактивным. Однако экономически наиболее выгодно сочетание этих двух ступеней. Направление движения газа в сопловом аппарате и колесе турбодетандера может быть радиальным, осевым или радиально - осевым.

У турбодетандеров в случае малых объемных расходов и большей плотности рабочего тела на входе в машину при малых размерах в проточной части имеют место сравнительно низкие КПД. Более высокие КПД позволяют поршневым машинам даже в установках с высокими (6...20 МПа) и средним (1,5...7 МПа) давлением рабочего тела

иметь преимущество перед турбодетандерами, особенно в области малых расходах. Это связано с тем, что КПД поршневых детандеров слабо зависит от их размеров, а у турбодетандеров он резко падает при уменьшении размеров проточной части. Кроме того, большая частота вращения ротора турбодетандера, а заметно ограничивает ресурс его работы. Машины объемного действия применяются в области сравнительно малых расходов рабочего тела, а также в области средних и высоких отношений давлений газа на входе в агрегат и на выходе из него. Турбодетандеры используются при существенно больших расходах газа и меньших отношениях давлений. Турбодетандеры, как и поршневые машины, нашли применение в холодильной технике.

Расширение в детандере теоретически может быть двухступенчатым, трехступенчатым и т.п. Это значит, что расширение происходит с начального давления не сразу до конечного, а постепенно (ступенями). После каждого частичного расширения газ направляется в теплообменник для подогрева, после чего снова расширяется. При этом, чем больше ступеней, тем выгоднее расширение. В пределе при бесконечно большом количестве ступеней и непрерывном подводе теплоты можно провести изотермическое расширение при желаемой температуре. Это наиболее выгодный из всех возможных способов расширения. Практически же, вследствие относительной сложности, даже двухступенчатое расширение не получило широкого распространения.

Как уже отмечалось, температура газа на входе на ГРС и ГРП зависит от времени года и составляет в средней полосе от  $-10$  до  $+10^{\circ}\text{C}$ . Если газ перед детандером не подогревать, то после расширения его температура может понизиться до  $-80 \dots -100^{\circ}\text{C}$ , что недопустимо по двум причинам. Во-первых, существуют температурные ограничения при эксплуатации газовых трубопроводов после ГРС и ГРП, запрещающие эксплуатировать эти трубопроводы при температуре ниже минус  $30^{\circ}\text{C}$ . Эта причина принципиально может быть устранена за счет простого конструктивного решения: установки подогревателя газа на выходе из детандера непосредственно за последней ступенью. Во-вторых, согласно требованиям ГОСТ 5542-87, температура газа на выходе со станции понижения давления должна быть выше точки росы для данного газа. Точка росы зависит от влажности, давления и температуры транспортируемого газа и находится в пределах от  $-7$  до  $-12^{\circ}\text{C}$ . При низких температурах в газе могут образовываться кристаллогидраты. Гидраты углеводородов, или кристаллогидраты  $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{C}_2\text{H}_{10} \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ , представляют собой белые кристаллические образования, похожие на лед или плотный снег. Гидраты могут образовываться, как в жидкой, так и в твердой фазах, что при неблагоприятных условиях может привести к нарушению нормального режима работы детандера.



### 3.2. Реализованные схемы работы ДГА на ГРС и ГРП

Мировая энергетика уже более 30 лет использует энергию сжатого природного газа. На сегодняшний день в странах Западной Европы, США, Канаде, Японии и других странах на станциях понижения давления транспортируемого природного газа работают более двухсот установок для выработки электроэнергии единичной мощностью от сотен до тысяч киловатт. В Италии к 1996 году установлено более 300 турбодетандеров единичной мощности 300...500 кВт. Эти установки надежны в работе, легко регулируются и высоко - экономичны. Их можно эксплуатировать в автоматическом режиме при минимуме обслуживающего персонала. Известны также ДГА, основным назначением которых является получение низких температур в установках для сжижения газов; попутно на них производят и электроэнергию.

#### Работа ДГА на ГРС

Для подогрева газа в ДГА, работающих на газораспределительных станциях, обычно используются теплообменники, греющей средой в которых является вода, нагретая в котлах, сжигающих органическое топливо.

На ГРС-7 Днепропетровского ИПУ УМГ «Харьковтрансгаз» (Украина) с сентября 1991 года эксплуатируется утилизирующая турбодетандерная установка (УТДУ-2500).

На ГРС «Южная» ГУП «Мосгаз» введены в эксплуатацию два энергоблока по 100 кВт каждый, вырабатывающие как электроэнергию, так и холод [39]. Вырабатываемая электроэнергия передается в электросеть «Мосэнерго», а холод направляется в холодильник (для

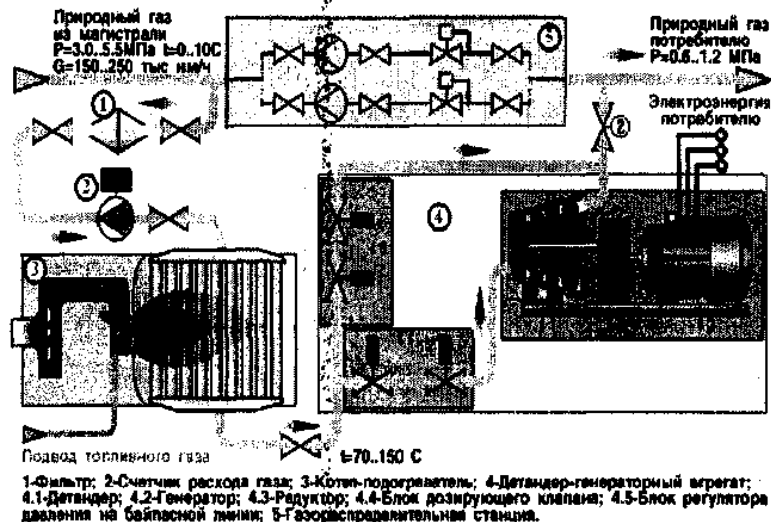


Рис. 3.1. Схема работы электростанции ДГА высокого давления

Таблица 3.1. Основные параметры агрегатов

Параметры	ДГА-6000ВД	ДГА-2500ВД	ДГА-1000ВД
Номинальная мощность, кВт	6000	2500	1000
Эффективный КПД, %	80	80	80
Установленный ресурс работы, часов	120 000	120 000	120 000
Пропуская способность (номинальная), нм <sup>3</sup> /ч	155 000	75 000	30 000
Минимальный расход газа, нм <sup>3</sup> /ч	100 000	40 000	15 000
Давление газа на входе детандера, МПа	3,5...5,5	3,5...5,5	3,5...5,5
Давление газа на выходе детандера, МПа	0,6...1,2	0,6...1,2	0,6...1,2

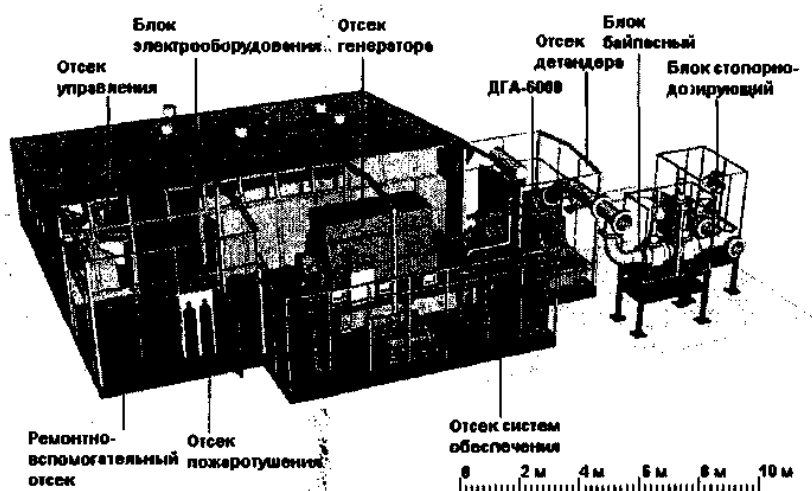


Рис. 3.2. Пример реализации ДГА 6000 в блочно модульном исполнении

хранения продуктов питания), через теплопередающие поверхности которого проходит газ с температурой выхода из ДГА -15...-20 °С и затем, после повышения его температуры до -1...+2 °С, он возвращается в трубопровод отвода газа от ГРС. При этом не нарушаются параметры газа, т.е. они остаются такими же, как и при работе без энергоблока.

### ДГА работающие на ГРП

При подогреве газа перед ДГА расположенном на пристанционном ГРП, могут использоваться пар отборов, питательная вода, сетевая вода и уходящие газы котлов или газовых турбин.

На Лукомльской ГРЭС-28 (Белоруссия) в феврале 2000 года введена в эксплуатацию детандер-генераторная установка мощностью 5 МВт. Турбодетандер представляет собой газовую турбину, подключенную по газу параллельно ГРП. Давление перед ГРП 1,1-1,2 МПа, после - 0,125 МПа. Для подогрева газа перед ДГА используется теплообменник «газ-вода», греющей средой которого является сетевая вода из

теплотрассы. После этого теплообменника сетевая вода поступает на теплообменники, предназначенные для подогрева газа после турбодетандера до положительной температуры (примерно от 1 до 3 °С) перед подачей его на котлоагрегаты электростанции. Затем сетевая вода поступает в бак сетевой воды и насосом откачивается в обратную магистраль сетевой воды. Для использования тепла технической воды после воздухоохладителя генератора и маслоохладителя системы смазки ДГА установлен теплообменник, в котором это тепло используется для подогрева газа, а охлажденная техническая вода по замкнутому контуру снова поступает на маслоохладитель и воздухоохладитель генератора. В летнее время (когда есть возможность по расходу газа нести полную нагрузку на детандере) приходится работать на нагрузке 2,2-2,3 МВт, из-за жесткого лимитирования температуры сетевой воды. В зимнее время, когда температура сетевой воды позволяет загрузить детандер, сделать этого невозможно из-за малых лимитов поставки газа на электростанцию.

На ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго» подогрев газа перед ДГА осуществляется прямой сетевой водой. Греющая вода после газоводяного теплообменника направляется в общестанционный коллектор обратной сетевой воды. Газ с давлением 0,8-1,2 МПа поступает из магистрального трубопровода на механические газовые фильтры, откуда направляется в систему подогрева газа, состоящую из газоводяных подогревателей, где подогревается сетевой водой из общестанционного коллектора до 80...85 °С и затем направляется на турбодетандеры.

На Среднеуральской ГРЭС (СУГРЭС) ОАО «Свердловэнерго» сооружена опытно-промышленная газотурбинная расширительная станция (ГТРС) взамен ГРП с перепадом давлений 1,2/0,17 МПа. Система подогрева газа представляет собой автономный контур; в качестве греющей среды используется конденсат, охлаждаемый с 170 до 70 °С. Основными элементами этого контура являются: экономайзер низкого давления (ЭНД), установленный непосредственно на одном из действующих котлов и два подогревателя газа (ПГ), размещенные в здании ГТРС. В ЭНД конденсат нагревается за счет теплоты уходящих газов котлов до 170 °С. Затем теплота этого конденсата передается в ПГ природному газу, в результате чего температура последнего перед турбиной повышается до 135 °С.

Электростанции на базе детандер-генераторных агрегатов низкого давления с возможностью кратного увеличения установленной мощности до необходимой величины предназначены для выработки электроэнергии напряжением 10,5 кВ или 6,3 кВ с частотой 50 Гц. Оборудование работает с сетью неограниченной мощности.

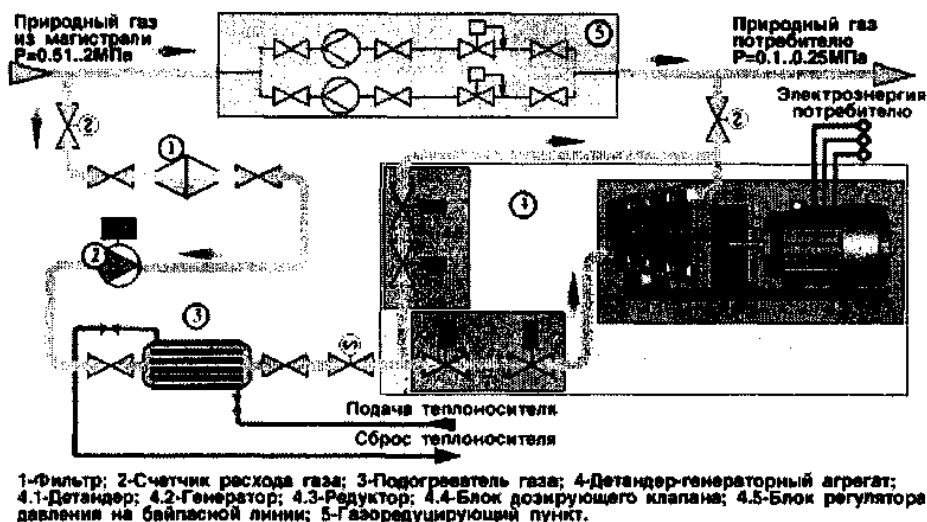
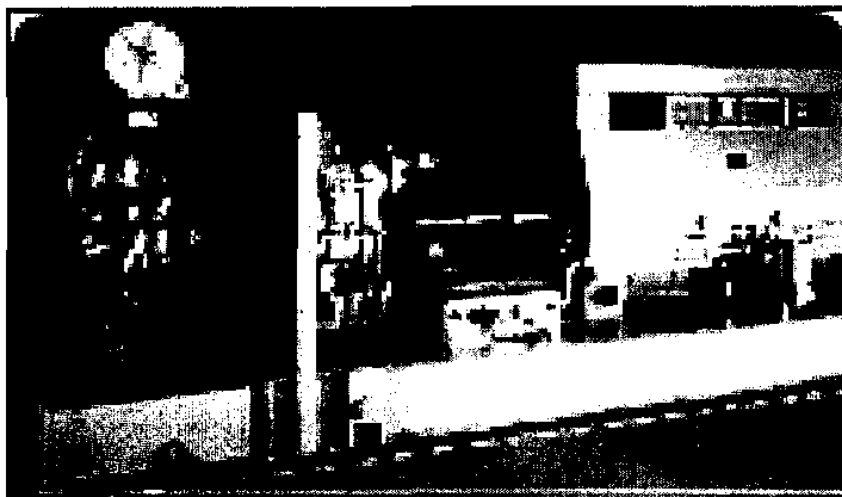


Рис. 3.3. Схема работы электростанции ДГА низкого давления

Таблица 3.2. Основные параметры агрегатов

Параметры	ДГА-5000НД	ДГА-2500НД	ДГА-1000НД
Номинальная мощность, кВт	5000	2500	1000
Эффективный КПД, %	80	80	80
Установленный ресурс работы, часов	120 000	120 000	120 000
Пропуская способность (номинальная), нм <sup>3</sup> /ч	155 000	75 000	30 000
Минимальный расход газа, нм <sup>3</sup> /ч	100 000	40 000	15 000

Устанавливаются на ГРП с давлением на входе до 1,2 МПа. Рабочий агрегат представляет собой моноблок, на раме которого установлены детандер, редуктор и генератор. Поставляется в комплекте со всеми необходимыми системами обеспечения работы электростанции, включая специально разработанную байпасную линию, с входящими в комплект поставки быстродействующими клапанами, необходимыми для бесперебойной подачи газа на ТЭЦ при аварийном останове ДГА.

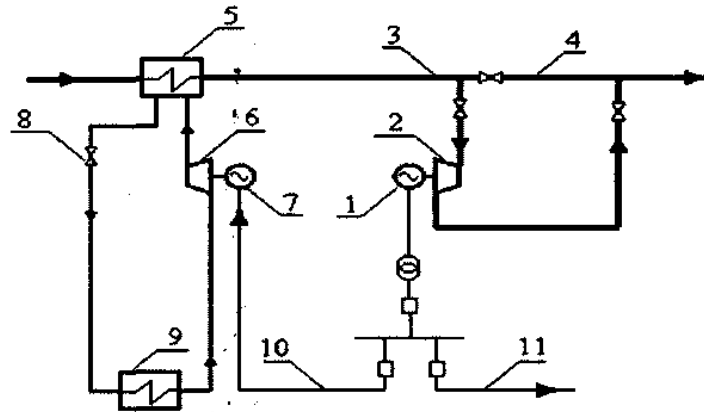


**Рис. 3.4. Пример моноблочной компоновки электростанции ДГА низкого давления**

### **3.3. Предлагаемые схемы использования ДГА**

В технической литературе за последние годы предложено много схем использования ДГА на ГРС и ГРП. Эти схемы различаются между собой по способу подогрева газа – до и/или после детандера; источниками теплоты, используемыми для нагрева, и получаемыми продуктами. Так, ДГА может вырабатывать только электроэнергию, либо помимо электроэнергии сжиженный природный газ, холод и продукты разделения воздуха.

Существуют также комбинированные установки, сочетающие в себе ГТУ и ДГА. В работе ДГА подключается в схему ГРС параллельно дроссельному устройству. Магистральный газ последовательно проходит теплообменник – регенератор, теплообменник – утилизатор и затем расширяется в ДГА. В теплообменнике – утилизаторе магистральный газ нагревается уходящими газами газотурбинного двигателя, а в теплообменнике – регенераторе, отработавшими газами после ДГА. Аналогично магистральный газ нагревается в двух последовательных теплообменниках, в одном из которых он нагревается за счет уходящих газов газотурбинного двигателя, в другом – отработавшими в ДГА газами.

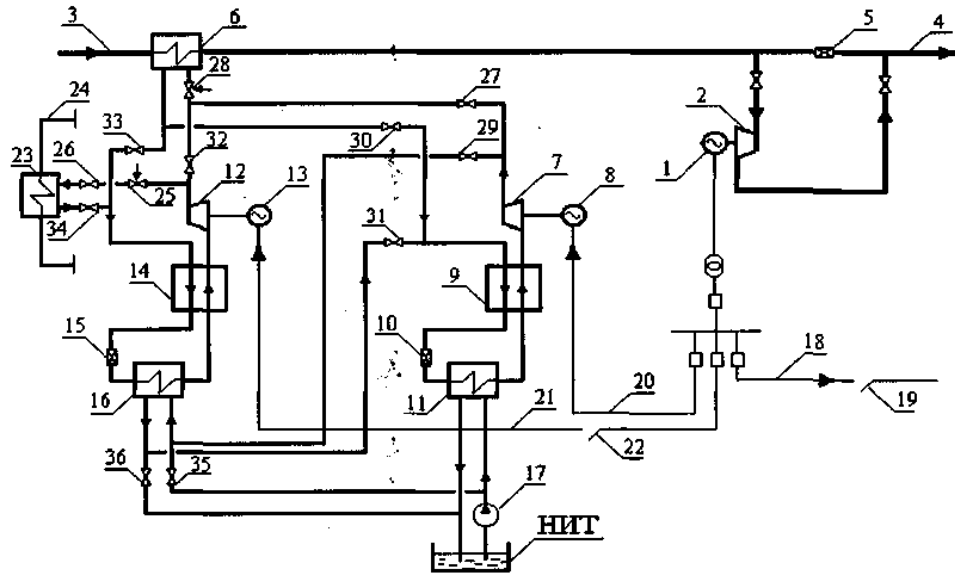


**Рис. 3.5. Принципиальная схема ДГА с подогревом газа перед детандером с помощью теплонасосной установки**

Принципиальная схема установки, в которой для подогрева транспортируемого газа перед детандером используется тепловой насос, приведена на рисунке 4.16. Установка работает следующим образом. Газ высокого давления поступает в теплообменник 5, греющей средой в котором является хладагент контура теплонасосной установки. ТНУ повышает уровень температуры теплоты, полученной от низкопотенциального источника в испарителе 9. Нагретый в теплообменнике 5 газ высокого давления подается в детандер 2. После расширения в детандере, газ направляется в трубопровод низкого давления 4, а механическая работа, полученная в детандере, преобразуется в электрическую энергию в электрогенераторе 1. Часть электроэнергии, выработанной генератором, должна быть израсходована на технологический подогрев газа перед детандером посредством ТНУ. Оставшаяся электроэнергия может быть полезно использована для отпуска внешнему потребителю или производства дополнительной теплоты с помощью той же теплонасосной установки. Дополнительно выработанная теплота может быть использована для подогрева газа в теплообменнике 5. (Дополнительный подогрев газа перед его использованием в топках котлов или печей, как известно, позволяет снизить расход топлива).

Основным преимуществом рассматриваемой ДГУ является то, что для обеспечения ее работы не требуется сжигания топлива, достаточно использовать лишь низкопотенциальную энергию либо окружающей среды, либо вторичных энергетических ресурсов.

Еще более широкие возможности использования оставшейся от обеспечения технологического подогрева газа электроэнергии дает установка, схема которой приведена на рис. 3.6.



**Рис. 3.6. Принципиальная схема ДГА с основным и дополнительным подогревами газа перед детандером и подогревом постороннего потока с помощью теплонасосной установки**

Установка содержит кинематически соединенный с генератором 1 детандер 2, подключенный входным патрубком к трубопроводу 3 высокого давления, выходным патрубком – к трубопроводу 4 низкого давления (детандер подключается параллельно дросселирующему устройству 5 газопровода), теплообменник 6 подогрева газа высокого давления, первое теплонасосное устройство (ТНУ-1), в состав которого входят компрессор 7 с электродвигателем 8, регенеративный подогреватель хладагента 9, дроссель 10, испаритель 11, второе теплонасосное устройство (ТНУ-2), в состав которого входят компрессор 12 с электродвигателем 13, регенеративный подогреватель хладагента 14, дроссель 15, испаритель 16, насос 17 для перекачки агента от низкопотенциального источника теплоты (НИТ), электрическую связь 18 электрогенератора 1 с внешней электрической сетью с выключателем 19, с электрическую связь 20 электрогенератора 1 с электродвигателем 8, электрическую связь 21 электрогенератора 1 с электродвигателем 13 с выключателем 22, теплообменник 23 подогрева какой-либо жидкости или какого-либо газа, поступающего в него по трубопроводу 24, соединенный по греющей среде с выходным патрубком компрессора 12 трубопроводом с регулятором 25 и задвижкой 26, при этом выходной патрубком компрессора 7 ТНУ-1 соединен с теплообменником 6 трубопроводом с задвижкой 27 и регулятором 28, а с испарителем 16, ТНУ-2 – трубопроводом с задвижкой 29, входной по греющей среде патрубком регенеративного теплообменника 9 ТНУ-1 соединен с выходным по греющей среде патрубком

теплообменника 6 трубопроводом с задвижкой 30, а с выходным по греющей среде патрубком испарителя 16 ТНУ-2 - трубопроводом с задвижкой 31, выходной патрубком компрессора 12 ТНУ-2 соединен с теплообменником 6 трубопроводом с задвижкой 32 и регулятором 28, входной по греющей среде патрубком регенеративного теплообменника 14 ТНУ-2 соединен с выходным по греющей среде патрубком теплообменника 6 трубопроводом с задвижкой 33, а с выходным патрубком по греющей среде теплообменника 23 трубопроводом с задвижкой 34, входной по греющей среде патрубком испарителя 16 ТНУ-2 соединен с выходным патрубком насоса 17 перекачки агента от низкопотенциального источника теплоты трубопроводом с задвижкой 35, а выходной по греющей среде патрубком испарителя 16 ТНУ-2 соединен с выходным по греющей среде патрубком испарителя 11 ТНУ-1 трубопроводом с задвижкой 36.

Установка позволяет кроме электроэнергии получать еще и теплоту для внешнего потребителя и может работать в нескольких режимах:

- 1) В режиме с отпуском максимально возможного количества электроэнергии внешнему потребителю;
- 2) В режиме с отпуском максимально возможного количества теплоты внешнему потребителю;
- 3) В режиме с отпуском электроэнергии и теплоты внешним потребителям;
- 4) В режиме с максимально возможным подогревом газа;
- 5) В режиме с подогревом газа и отпуском теплоты внешним потребителям.

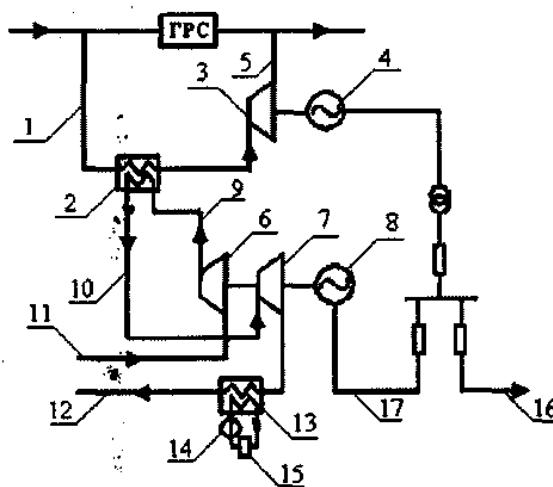
Данный режим отличается от режима с максимально возможным подогревом газа тем, что часть хладагента после компрессора 12 ТНУ-2 используется и для подогрева потока жидкости в теплообменнике 23. Регулирование количества теплоты, отбираемой для подогрева жидкости, производится регулятором – 25 (рис. 6.17.).

Принцип работы установок для производства электроэнергии на базе детандер-генераторного агрегата, воздушного компрессора и воздушной турбины принципиально не отличается от принципа работы установок, описанных выше, в которых для подогрева газа в ДГА используется традиционная теплонасосная установка. Это определяется тем, что применяемое в таких установках сочетание воздушного компрессора и воздушной турбины представляет собой воздушный тепловой насос. В качестве источника низкопотенциальной теплоты в таком устройстве используется низкопотенциальная теплота атмосферного воздуха. Для обеспечения работы таких установок также не требуется сжигание топлива, т.к. подогрев газа в ДГА



производится за счет низкопотенциального источника теплоты, в данном случае – теплоты окружающей среды.

Принципиальная схема установки для производства электроэнергии на базе детандер-генераторного агрегата и воздушного теплового насоса представлена на рисунке 3.7.



**Рис. 3.7. Установка для производства электроэнергии на базе детандер-генераторного агрегата и воздушного теплового насоса**

Установка работает следующим образом. Газ, подаваемый по трубопроводу 1 к детандеру 3, подогревается в теплообменнике 2, в котором в качестве греющего теплоносителя используется нагретый в результате сжатия в компрессоре 6 воздух. После детандера газ по трубопроводу 5 поступает в трубопровод низкого давления. Привод воздушного компрессора 6 осуществляется электродвигателем 8. При этом степень сжатия воздушного компрессора 6 выбирается таким образом, чтобы температура воздуха на выходе компрессора была больше требуемой температуры подогрева газа. После теплообменника 2 охлажденный воздух по воздухопроводу 10 подается на вход воздушной турбины 7. В турбине воздух расширяется с производством механической работы, при этом воздух охлаждается. После воздушной турбины холодный воздух по воздухопроводу 12 сбрасывается в атмосферу. Воздушный компрессор 6, воздушная турбина 7 и электродвигатель 8 связаны кинематически. Установленный в линии воздухопровода 12 теплообменник-утилизатор холода 13 соединяется по контуру хладагента 14 с потребителем холода 15. Одна часть электрической энергии, вырабатываемой электрогенератором 4, связанным кинематически с детандером 3, по электрической связи 16 направляется в сеть, другая часть этой электроэнергии по электрической связи 17 направляется на электродвигатель 8. Использование механической работы воздушной турбины 7 для

привода компрессора 7 позволяет снизить мощность, потребляемую электродвигателем

8. Из описания работы установки ясно, что на ней можно получать также и холод.

Отличием является то, что поток после ДГА делится на две части, одна из которых проходит через теплообменник - регенератор и затем смешивается со второй частью газа. Перераспределение этих потоков позволяет регулировать температуру природного газа, поступающего к потребителю. При этом мощность, отдаваемая потребителю, складывается из мощности, выработанной ДГА, и мощности, выработанной ГТУ. В некоторых случаях вместо ГТУ используется авиационный двигатель. Газ перед ДГА подогревается только в одном теплообменнике, греющей средой которого являются выхлопные газы авиадвигателя. При этом мощность, отдаваемая потребителю складывается из мощности авиационного двигателя и мощности турбодетандера. Мощность авиадвигателя меняется в широком диапазоне, вплоть до нулевого значения, что обеспечивает возможность достижения высоких экологических показателей.

#### **Схемы выработки электроэнергии с привлечением постороннего источника**

В зависимости от потребностей в том или ином продукте при установке ДГА на ГРС и ГРП можно помимо электроэнергии вырабатывать также теплоту, холод, сжиженный природный газ, горячий и холодный воздух и продукты разделения воздуха.

Интерес к использованию сжиженного газа возрастает. В коммунальном хозяйстве и ТЭК сжижение ПГ обусловлено технико-экономическими преимуществами системы газоснабжения на его основе по сравнению с прокладкой трубопроводов. Системы резервирования с использованием СПГ характеризуются высокой компактностью, экономичностью и практически не имеют ограничений по выдаче газа, чем выгодно отличаются от подземных хранилищ газа, создание которых возможно далеко не везде из-за горно-геологических условий.

Существует схема выработки электроэнергии и сжижения природного газа в установках, включающих в себя ДГА и вихревые трубы. В этом случае, магистральный газ разделяют на два потока, один из которых, равный в зависимости от времени года, 0...0,3 от общего расхода, после предварительного подогрева, направляют в ДГА; второй в количестве 1...0,7 направляют на вихревые трубы, где газ разделяется на горячий и холодный потоки. Горячий поток газа охлаждают в последовательно расположенных теплообменниках, подают в конденсатосборник и выделяют из него жидкие фракции тяжелых углеводородов. Затем этот поток смешивается с холодным потоком. Срабатывают потенциальную энергию смешанного потока в ДГА. Схема снабжена автомобильной газонаполнительной компрессорной станцией, которая позволяет

доставлять газ потребителю в сжатом или сжиженном виде. В этой схеме магистральный газ нагревается в теплообменнике и, после срабатывания в ДГА, разделяется на два потока, один из которых направляется в газопровод низкого давления, а другой - на компрессорную станцию. После сжатия в компрессоре газ охлаждается, отдавая теплоту в теплообменнике перед ДГА. На привод компрессора направляется часть мощности, выработанная ДГА. Потребителю газ можно доставлять как в сжатом, так и в сжиженном виде.

При направлении магистрального газа на расширение в детандер на выходе из него получаются отрицательные температуры, т.е. вырабатывается холод. На этом основана схема с выработкой холода. Магистральный газ расширяется в детандере, выполненном из двух или более частей. После расширения в какой-либо части детандера газ направляется в теплообменник. Эта схема обеспечивает повышение утилизации холода, создающегося при снижении давления газа, выработку больших количеств энергии и холода, а также повышение КПД установки.

Для получения горячего и холодного воздуха существует следующая схема. Магистральный газ расширяется в детандере с понижением температуры. Затем поступает в теплообменник, где нагревается, отдавая холод хладоносителю от потребителя холода. Потом разделяется на два потока. Первый поток проходит через теплообменник, нагреваясь за счет тепла воздуха высокого давления, поступающего от воздушного компрессора. Второй поток нагревается в расходной емкости, затем эти два потока объединяются и направляются к потребителю. Воздушный компрессор соединен механически с турбодетандером. Возможно, помимо электроэнергии получать как холодный, так и горячий воздух. Для этого магистральный газ нагревается в теплообменнике, поступает в ДГА и после расширения в нем - к потребителю. Мощность, вырабатываемая ДГА, сообщается потребителю и воздушному компрессору. В результате воздух после компрессора и теплообменника поступает в воздушную магистраль, где разделяется на два потока. Один из них поступает на турбодетандер и в итоге потребитель получает два потока: холодного и горячего воздуха.

#### **Схемы подогрева газа с помощью теплового насоса**

Все описанные выше способы подогрева газа перед ДГА имеют один существенный недостаток — они не являются экологически чистыми, т.к. для их эксплуатации необходимо сжигать органическое топливо [2]. Избавиться от указанного недостатка существующих ДГА можно, используя для подогрева газа перед детандером

теплонасосную установку (ТНУ). При этом на привод компрессора теплового насоса поступает часть мощности, выработанной ДГА, а остальная часть направляется в сеть. Технически двигатель компрессора теплового насоса находится на одном валу с детандером. В схеме теплонасосной установки применяется двухступенчатый компрессор, использующий часть мощности детандера для своего привода. Такая установка позволяет в тех случаях, когда дополнительная выработка электроэнергии на ДГА для внешнего потребителя не требуется, направить всю оставшуюся от обеспечения технологического подогрева газа электроэнергию генератора ДГА на дополнительный его подогрев перед подачей на сжигание.

В таких схемах установки могут быть организованы для работы в пяти режимах: в режиме с отпуском максимально возможного количества электроэнергии внешнему потребителю, в режиме с отпуском максимально возможного количества тепла внешнему потребителю, в режиме с отпуском электроэнергии и тепла внешним потребителям, в режиме с максимально возможным подогревом газа и в режиме с подогревом газа и отпуском тепла внешним потребителям. Такое техническое решение позволяет заметно повысить эффективность работы установки. При такой схеме существенно большее количество электроэнергии, выработанной генератором ДГА, может быть передано стороннему потребителю.

Приведенные схемы отличаются разнообразными источниками подогрева и задачами применения в системе газоснабжения. Выбор конкретной схемы включения ДГА индивидуален в каждом конкретном случае и зависит от условий работы ГРС и ГРП.

### **3.4. Оценка эффективности работы схем**

Вопрос выбора системы подогрева газа в ДГА (схемы подогрева и источника теплоты) является одним из важнейших, от его правильного решения в значительной степени зависят технико-экономические показатели работы ДГА. Применяемые системы подогрева потока природного газа чаще всего основаны на сжигании части этого газа в специально предназначенных устройствах.

Ранее проводились исследования термодинамических закономерностей при работе детандеров, при различных системах подогрева: перед детандером; перед и после детандера; перед детандером и в промежутке между ступенями; перед детандером, в промежутке между ступенями и после детандера. Эти исследования показали, что при одинаковых мощностях установок затраты топлива в случае подогрева газа до и после детандера будут меньше, чем в случае подогрева только до детандера. Разность в затратах

будет определяться количеством теплоты, полученным напрямую из низкопотенциальных источников. Для повышения КПД, можно выбрать оптимальный способ подогрева газа.

Для подогрева газа используются высоко и низкопотенциальные источники энергии. К высокопотенциальным источникам теплоты относятся автономные источники теплоты; источники высокопотенциальной энергии, связанные с пароводяным циклом ТЭС; уходящие газы энергетических и пиковых водогрейных котлов. К автономным источникам теплоты относятся сбросная вода промышленных предприятий и теплота, получаемая при сжигании топлива в специально предназначенных для этой цели котлах. Источниками энергии высокого потенциала, связанными с пароводяным циклом ТЭС, могут быть пар из регенеративных или теплофикационных отборов турбин, конденсат пара регенеративных подогревателей и сетевая вода. Для подогрева газа могут использоваться уходящие газы энергетических котлов или газовых турбин. На ТЭС подогревать газ можно за счет энергии, выделяющейся в пиковых водогрейных котлах (ПВК). Низкопотенциальная энергия может быть получена, например, от циркуляционной воды, а также из окружающей среды.

Часто используется схема подогрева газа за счет теплоты теплонасосной установки. Эта установка позволяет получать электроэнергию без дополнительного сжигания топлива при утилизации давления транспортируемого природного газа. Результаты расчетов для условий работы ГРП показывают, что такая установка позволяет полезно использовать свыше 70% электроэнергии, выработанной ДГА.

При использовании ДГА в котельных на них может быть выработана электроэнергия, достаточная для покрытия около двух третей собственных потребностей котельной.

При анализе эффективности использования ДГУ необходимо учитывать условия использования газового потока после ГРС и ГРП. При транспортировке газа от ГРС до ГРП, расстояние между которыми, составляет обычно до нескольких десятков километров, энтальпия газа может значительно изменяться (что обычно и происходит) вследствие теплообмена с окружающей средой. Длина же газопроводов от ГРП до потребителей газа обычно невелика (несколько сотен метров). Энтальпия газа при его транспортировке от ГРП до газоиспользующего оборудования изменяется мало. При установке ДГА, на ГРП транспортируемый, на небольшие расстояния газ не успевает нагреваться в трубопроводе при теплообмене с окружающей средой, а без организации подогрева газа после детандера физическая теплота топлива, вносимого в топку, окажется меньше, чем при дросселировании. Энергия, необходимая для повышения энтальпии газа

до первоначального состояния, может быть получена; либо при сжигании дополнительного топлива в топке газоиспользующего оборудования или специально для этого предназначенного котла, либо в теплообменнике без каких-либо дополнительных устройств при использовании низкопотенциальной энергии (окружающей среды или вторичных энергетических ресурсов). Таким образом, при определении энергетической эффективности применения ДГА нельзя рассматривать его лишь в качестве отдельного агрегата для производства электроэнергии, а необходимо учитывать как изменение энтальпии газа после детандера, так и влияние этого изменения на показатели работы газоиспользующего оборудования по сравнению с существующим традиционным дросселированием.

Анализ основных технических и экономических причин, препятствующих широкому внедрению ДГА показывает, что это в первую очередь риск при долгосрочной окупаемости инвестиций. Это связано с тем, что мощность установки зависит от давления газа на входе в детандер. Происходят значительные потери в производительности и соответственно экономичности при работе на нерасчетных режимах, связанных с непредвиденными, но допустимыми по условиям поставки газа, снижением давления в газовых трубопроводах, а также из-за сезонных колебаний потребления газа в некоторых случаях.

С другой стороны, следует отметить, что детандеры просты в исполнении и при переделке на другие давления и расходы не требуют значительных затрат. Имеют высокий коэффициент готовности (95...97 %) и высокий КПД в широком диапазоне нагрузок (от 25 до 100 %).

### **3.5. Анализ функционирования газовых сетей**

Транзитом и поставками газа на территории Чеченской Республики занимается ОАО «Чеченгазпром». За 2009 год по территории республики осуществлены транзитные поставки газа в объеме 18759,2 млн. куб.м., в том числе транзитные поставки Российским и Закавказским потребителям - 15636,0 млн. куб.м. и для нужд Республики 3123,14 млн. куб.м.

Протяженность магистральных газопроводов с отводами ОАО «Чеченгазпром» в настоящее время составляет 698 км. За период с 2000 по 2009 год построено более тридцати газорегулирующих станций (ГРС).

Реализацией газа потребителям и предприятиям внутри Чеченской Республики осуществляется ЗАО «Чеченрегионгаз». За 2009 год ЗАО «Чеченрегионгаз» поставил

потребителям республики 3689,3 млн. куб.м., в том числе 566,2 млн. куб.м. газа полученного от ОАО «Грознефтегаз».

### 3.6. Ресурсный потенциал

Ресурсный потенциал сжатого газа определяется следующими параметрами: давлением газа на входе и выходе, кпд турбодетандера и генератора; расходом газа и термодинамическими характеристиками газа.

Оценка располагаемой мощности ГРС (ГРП), которая может быть получена при помощи турбодетандерного агрегата, определяется из уравнений:

$$N_p = G H_{Ad} \eta_T \eta_G \quad (3.1)$$

где

$Q$  – массовый расход газа через ГРС (ГРП),  $m^3$  /час (кг/с),

$H_d$  – перепад энтальпий при адиабатическом процессе расширения газа в турбодетандере, кДж/кг,

$\eta_T$  и  $\eta_G$  - кпд соответственно турбодетандера и генератора, 80 % и 25 %,

$$H_A = \frac{k}{k-1} Z R P_1 \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right], \quad (3.2)$$

$R$  – газовая постоянная, кДж/кг·К,

$T_1$  – температура газа на входе в турбодетандер, К,

$Z$  – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в турбодетандер,

$k$  – объемный показатель адиабаты,

$P_1$  – 2,0÷2,4 МПа,

$P_2$  – давление газа на выходе из турбодетандера, МПа.

Общий потенциал располагаемой мощности газа на ГРС Чеченской Республики оценивается величиной 27,2 мВт.

Выработка электроэнергии оценивается величиной 220-250 мВт. ч и будет зависеть от режима эксплуатации и конструктивных особенностей используемых схем эксплуатации.

Специалистами ЗАО «Ионообменные технологии» выполнен анализ возможностей внедрения энергосберегающего комплекса на базе детандер – генераторного агрегата ЭТДА – 1,5 отечественного производства.

Таблица 3.3. Оценка потенциала (располагаемой мощности) на ГРС и ГРП

Тип, название, местоположение	$P_2$ , МПа	$Q_{\text{ч}}$ , тыс. м <sup>3</sup>	$Q_{\text{г}}$ , млн. м <sup>3</sup>	Располагаемая мощность, МВт
ГРС – 1 Грозный	0,6	286,74	149,9	6,8
ГРС – 2 Грозный	0,6	118,28	332,9	2,8
ГРС – Мескер-юрт	1,2	27,73	177,20	0,9
ГРС – Ойсхара	1,2	39,3	50,3	0,9
ГРС – Гудермес	1,2	61,31	58,5	1,4
ГРС – Гиляны	1,2	14,96	29,7	0,3
ГРС – Червленная	1,2	10,13	18,3	0,5
ГРС – Аргун	1,2	30,63	105,2	0,7
ГРС – Гиляны	1,2	14,96	29,7	0,4
ГРС – Беной	0,6	10,63	2,6	0,2
ГРС – Сержень-юрт	0,6	65,38	129,8	1,5
ГРС – Брагуны	0,4	5,43	11,7	0,1
ГРС – Петропавловское	0,6	30,53	105,2	0,8
ГРС – Гойт-корт	0,6	46,93	80,5	1,2
ГРС – Гойты	0,6	46,1	223,7	1,2
ГРС-ВРУ – Фрунзенское	0,6	47,24	242,1	1,2
ГРС – Ищерская	0,6	98,68	29,7	2,4
ГРС – Знаменская	0,6	46,41	87,5	1,2
ГРС – Братская	0,6	5,87	10,3	0,1
ГРС – Калаус	0,6	5,63	9,9	0,1
ГРС – Горская	0,6	7,15	14,0	0,2
ГРС – Хаян-корт	0,5	8,55	16,8	0,2
ГРС – Самашки	0,6	79,42	20,7	1,9
<b>Всего</b>				<b>27,2</b>

Проведенные обследования определили, что ДГА могут быть эффективно использованы в первую очередь на 11 ГРС Чеченской Республики с установленной суммарной мощностью в 11,3 МВт и выработкой электроэнергии до 100 млн. кВт. ч. в год. Ориентировочная стоимость проекта - 600 млн. руб.



**Таблица 3.4. Показатели внедрения детандер-генераторных агрегатов на газовых сетях Чеченской Республики**

Годы	2011	2012	2013	2014	2015
Объемы инвестиций, млн. руб.	62,5	121,0	121,0	121,0	74,5
Установленная мощность, МВт	1,5	11,3	25,0	25,0	25,0
Выработка электроэнергии, млн. кВтч	6,0	100,0	255,0	255,0	255,0

**Таблица 3.5. Технико-экономическое обоснование использования ДГА  
Предварительный расчёт себестоимости и окупаемости одной энергоустановки мощностью 1,5 МВт**

Наименование	Ед. измерения	величина
Количество энергоустановок	шт.	1
Электрическая мощность установки	кВт эл.	1500
Стоимость энергоустановки (базовая) в Грозном	тыс. руб.	22 000,0
Проектные работы, строительство, монтаж, обучение персонала и т.д.	тыс. руб.	6 300
Количество персонала	чел	3
Моточасы в году (исключая 2 недели на сервисное обслуживание)	ч/год	8000
Расчетные величины:		
Годовые расходы на эксплуатацию:	тыс. руб./год	5 400,0
среднегодовые затраты на сервисное обслуживание (стоимость расходных материалов, запасных частей, инструментов для всех степеней тех. обслуживания включая капитальный ремонт)	тыс. руб./год	3 900,0
зарплата обслуживающего персонала	тыс. руб./год	540,0
Всего расходы за год эксплуатации:	тыс. руб.	32 740,0
Всего выработки электроэнергии в год	тыс. кВт·ч	10 000,0
Тариф на электроэнергию (с НДС)	руб./кВт·ч	1,74
Годовые затраты на приобретение эквивалентного количества электрической энергии по тарифам ОАО "Нурэнерго":	тыс.руб./год	17 400,0
Срок окупаемости лет	год	1,9

Себестоимость электроэнергии 1 кВт·ч составляет – 0,715 руб.

Первый проект предполагается реализовать на ГРС-1, с мощностью в 1,5 МВт и выработкой электроэнергии до 13,1 млн. кВт·ч в год. Ориентировочная стоимость проекта 62,1 млн. руб.

**Таблица 3.6. Предварительный расчёт себестоимости и окупаемости новой энергоустановки мощностью 0,5 мВт.**

Наименование	ед. измерения	величина
Количество энергоустановок	шт.	1
Электрическая мощность установки	тыс. кВт	500
Стоимость энергоустановки (базовая) в Грозном	тыс. руб.	4 800,0
Монтаж, обучение персонала,	тыс. руб.	2 100,0
Количество персонала	чел.	3
Моточасы в году (исключая 2 недели на сервисное обслуживание)	ч/год	8 000
Годовая выработка электроэнергии	тыс. кВт ч	3200,0
<b>Расчетные величины</b>		
Годовые расходы на эксплуатацию	тыс. руб./год	2400,0
среднегодовые затраты на сервисное обслуживание (стоимость расх. материалов, зап. частей, инструментов для всех степеней тех. обслуживания, включая кап. ремонт)	тыс. руб./год	1600,0
зарплата обслуживающего персонала	тыс. руб./год	900,0
Всего расходы за год эксплуатации	тыс. руб.	9 300,0
Всего выработки электроэнергии в год	тыс. кВт ч	3 200,0
Тариф на электроэнергию (с НДС)	руб./кВт ч	1,74
Годовые затраты на приобретение эквивалентного количества электрической энергии по тарифам ОАО "Нурэнерго".	тыс. руб./год	5 560,0
Срок окупаемости	лет	1,7

### 3.7. Турбодетандерные установки

С точки зрения энергосбережения при выработке электроэнергии на сегодня весьма перспективна не только утилизация тепла отходящих газов от газотурбинных двигателей, но и утилизация энергии избыточного давления природного газа, подводимого по газопроводам к ГРЭС (газораспределительная станция) или ГРП (газораспределительный пункт) крупных предприятий, компрессорных станций, ТЭЦ.

Развитие технологий малой энергетики и создание собственных автономных

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

энергетических систем на базе высокоэффективных турбодетандерных установок, мощностью от 0,5 до 10 мВт, в населенных пунктах и различных промышленных объектах является экономически обоснованным и перспективным.

Нижегородским филиалом ОАО «Институт Теплоэлектропроект» проведена работа по оценке экономической эффективности детандер-генераторной установки типа ДГА-5000 до газораспределительного пункта (ГРП) ТЭС. При номинальном давлении природного газа до ГРП на уровне 12 кгс/см<sup>2</sup> при расчетах были приняты фактические значения давления газа от 4 до 8 кгс/см<sup>2</sup>. По расчетам специалистов Нижегородского филиала ОАО «Теплоэлектропроект» при номинальном давлении газа 12 кгс/см<sup>2</sup>, экономия составит 14000-18000 т.у.т. в год, срок окупаемости установки – 3,5-4,5 лет.

Поставками и распределением газа на территории Чеченской Республики занимается ОАО «Чеченгазпром». Протяженность магистральных газопроводов высокого давления настоящее время составляет 698 км. За период с 2000 по 2008 год восстановлено и вновь построено более тридцати газорегулирующих станций (ГРС).

Потребление в 2009 году составило 3,1 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Ресурсный потенциал сжатого газа определяется следующими параметрами: давлением газа на входе и выходе; КПД турбодетандера и генератора; расходом газа и термодинамическими характеристиками газа.

В таблице 4.13 приведены данные по ресурсам (располагаемой мощности) на ГРС Чеченской Республики имеющим значительный потенциал сжатого газа.

Общий потенциал располагаемой мощности газа только на ГРС Чеченской Республики оценивается величиной 27,2 мВт. Выработка электроэнергии оценивается величиной 220-250 млн. кВт. ч в год и во многом будет зависеть от режима и конструктивных особенностей используемых схем эксплуатации.

Специалистами ЗАО «Ионообменные технологии» выполнен анализ возможностей внедрения энергосберегающего комплекса на базе детандер-генераторного агрегата ЭТДА - отечественного производства. Проведенные обследования определили, что ДГА могут быть эффективно использованы в первую очередь на 11 ГРС Чеченской Республики.

Внедрение детандер-генераторных технологий на 5 ГРС в 2011-2015 гг. позволит использовать безвозвратно теряющуюся энергию сжатого газа, с установленной суммарной мощностью в 11,3 МВт и выработкой электроэнергии до 100 млн. кВт. ч в год. Ориентировочная стоимость проекта - 500 млн. руб.

**Таблица 3.7. Потенциал располагаемой мощности на ГРС и ГРП Чеченской Республики**

Тип, название, Местоположение	$P_2$ , МПа	$Q_{ч}$ , тыс.м <sup>3</sup>	$Q_{г}$ , млн. м <sup>3</sup>	Располагаемая мощность, мВт
ГРС - 1 Грозный	0,6	286,74	149,9	6,8
ГРС - 2 Грозный	0,6	118,28	332,9	2,8
ГРС - Мескер-юрт	1,2	27,73	177,20	0,9
ГРС - Ойсхара	1,2	39,3	50,3	0,9
ГРС - Гудермес	1,2	61,31	58,5	1,4
ГРС - Гиляны	1,2	14,96	29,7	0,3
ГРС - Червленная	1,2	10,13	18,3	0,5
ГРС - Аргун	1,2	30,63	105,2	0,7
ГРС - Гиляны	1,2	14,96	29,7	0,4
ГРС - Беной	0,6	10,63	2,6	0,2
ГРС - Сержень-юрт	0,6	65,38	129,8	1,5
ГРС - Брагуны	0,4	5,43	11,7	0,1
ГРС - Петропавловское	0,6	30,53	105,2	0,8
ГРС - Гойт-корт	0,6	46,93	80,5	1,2
ГРС - Гойты	0,6	46,1	223,7	1,2
ГРС - ВРУ - Фрунзенское	0,6	47,24	242,1	1,2
ГРС - Ищерская	0,6	98,68	29,7	2,4
ГРС - Знаменская	0,6	46,41	87,5	1,2
ГРС - Братская	0,6	5,87	10,3	0,1
ГРС - Калаус	0,6	5,63	9,9	0,1
ГРС - Горская	0,6	7,15	14,0	0,2
ГРС - Хаян-корт	0,5	8,55	16,8	0,2
ГРС - Самашки	0,6	79,42	20,7	1,9
<b>Всего</b>				<b>27,2</b>

**Таблица 3.8. Показатели внедрения детандер-генераторных агрегатов на газовых сетях Чеченской республики**

Годы	2011	2012	2013	2014	2015
Объемы инвестиций, млн. руб.	62,5	121,0	121,0	121,0	74,5

Первый проект предполагается реализовать в 2011-2012 гг. на ГРС-1, с установленной мощностью в 1,5 МВт и выработкой электроэнергии до 13,1 млн. кВт. ч. в год. Ориентировочная стоимость проекта 62,1 млн. руб.

Поскольку детандерные установки являются источниками чистой энергии, расчет экологического результата от их внедрения, выраженный Единицах Сокращения Выброса (ЕСВ) Парниковых Газов (ПГ) и измеряемый в условных тоннах CO<sub>2</sub> эквивалента, при эксплуатации детандерных установка мощностью 13,1 мегаватт, в год образуется ЕСВ в размере около 74 тысяч условных тонн CO<sub>2</sub>

Реализация ЕСВ, получаемых в ходе осуществления Проекта использования ДГА, может быть начата непосредственно после начала его осуществления и первые платежи могут быть получены еще до начала эксплуатации детандеров.

#### 4. РЕСУРСЫ БИОМАССЫ

Использование энергии биомассы обладает многими уникальными качествами, которые обеспечивают его экологические преимущества. Оно может способствовать смягчению проблемы изменения климата, уменьшить количество кислотных дождей, эрозию почвы, загрязнение водоемов и нагрузку на полигоны ТБО, обеспечить среду для существования диких видов животных и помочь поддерживать здоровые условия существования лесов.

##### **Преимущества:**

- непрерывный рост сектора сельского хозяйства. Сильная господдержка сельскохозяйственного сектора в мире;
- улучшение ситуации, связанной с глобальным изменением климата
- сокращение количества кислотных дождей, эрозии почвы, загрязнения водоемов и нагрузки на полигоны ТБО;
- невысокий уровень себестоимости выработки электроэнергии из биогаза;
- возможность использовать ресурсы, утилизация, которых наносит экологический и экономический вред. Бесцельное сжигание сельскохозяйственных отходов (пшеницы твердых сортов, соломы, шелухи подсолнечника и т.д.), которые можно использовать для производства биоэтанола.

Ведущее место по производству биогаза занимает Китай. Начиная с середины 70-х гг., в этой стране ежегодно строилось около миллиона метантенков. В настоящее время их количество превышает 20 млн. штук. КНР обеспечивает 30% национальных потребностей в энергии за счет биогаза.

Второе место в мире по производству биогаза занимает Индия, в которой еще в 30-е годы была принята первая в мире программа по развитию биогазовой технологии. На конец 2000 г. в сельских районах Индии было построено свыше 1 млн. метантенков, что позволило улучшить энергообеспеченность ряда деревень, их санитарно-гигиеническое состояние, замедлить вырубку окрестных лесов и улучшить почвы. Сегодня ежедневное производство биогаза в Индии составляет 2,5-3 млн. куб.м.

В настоящее время получение биогаза связано, прежде всего, с переработкой и утилизацией отходов животноводства, птицеводства, растениеводства, пищевой, спиртовой промышленности, коммунально-бытовых стоков и осадков.

### **Развитие отрасли биоэнергетики в РФ**

В настоящее время возрос интерес к получению энергии путем переработки сельскохозяйственных отходов. Однако сектор биомассы как источник энергии практически не получает никакой структурированной поддержки. Общее число функционирующих биогазовых установок не превышает нескольких сотен из-за низкой информированности предпринимателей и населения о практических путях внедрения биогазовых технологий, а также сравнительно высокой начальной стоимости.

Ежегодный объем органических отходов (биомассы) составляет 500 млн. т. Их переработка потенциально позволяет получить до 150 млн. т условного топлива в год: за счет производства биогаза (120 млрд. куб.м) - 100-110 млн. т, этанола - 30-40 млн. т. Окупаемость современных технологий производства биогаза из отходов по оценкам специалистов, составляет от 2 до 5 лет.

Агропромышленный комплекс России также проявляет большую заинтересованность в проектах, связанных с производством биологического топлива. Многие из них получают поддержку региональных властей. В 2007 г. Российское правительство сообщило о намерении с 2008 по 2012 год инвестировать 4,6 млрд. рублей в увеличение посевных площадей рапса для поддержки производства дизельного биотоплива. В марте 2008-го Премьер-министр России Виктор Зубков объявил о том, что правительство окажет финансовую поддержку строительству 30 новых заводов по производству биогорючего, а также вложит средства в модернизацию существующих производственных мощностей. В различных регионах есть планы создания предприятий по производству биоэтанола.

#### **4.1. Технологии в сфере биоэнергетики**

Практически все виды «сырой» биомассы достаточно быстро разлагаются, поэтому немногие пригодны для долговременного хранения. Из-за относительно низкой энергетической плотности транспортировка биомассы на большие расстояния нецелесообразна. Поэтому в последние годы значительные усилия были предприняты для поисков оптимальных методов ее использования на месте производства.

Методы получения энергии из биомассы основаны на двух видов процессах: термохимических и биологических. Биологическое преобразование представляет собой естественные процессы – анаэробное сбраживание и ферментация, – которые приводят к образованию полезного газообразного или жидкого топлива.

В некоторых случаях побочным продуктом подобных действий является тепло.

Оно обычно используется на месте образования или на небольшом удалении для теплоснабжения, в химических процессах или для производства пара и последующего получения электроэнергии. Основным продуктом процессов является твердое, жидкое или газообразное топливо: древесный уголь, заменители или добавки к бензину, газ для продажи или производства электроэнергии с использованием паровых или газовых турбин.

#### **Прямое сжигание биомассы**

Прямое сжигание – это термохимическое преобразование для получения обогащенного топлива. Данная технология представляет собой наиболее очевидный способ извлечения энергии из биомассы. Она проста, хорошо изучена и коммерчески доступна. Тепло, получаемое при сжигании биомассы, может использоваться для отопления и горячего водоснабжения, для производства электроэнергии и в промышленных процессах.

Существует множество типов и размеров систем прямого сжигания, в которых можно сжигать различные виды топлива: птичий помет, соломенные тюки, дрова, муниципальные отходы и др. Для эффективного сжигания необходимы три условия:

- достаточно высокая температура;
- достаточное количество воздуха;
- достаточное время для полного сгорания.

Если количество поступающего воздуха недостаточно, сгорание происходит не полностью. При этом образуется черный дым, состоящий из несгоревшего углерода. В результате образуются отложения сажи в дымоходе, повышающие опасность возгорания. Если количество поступающего воздуха слишком велико, то температура в зоне горения снижается и газы покидают ее несгоревшими, унося тепло. Правильное количество воздуха приводит к оптимальному использованию топлива. При этом не образуются запах и дым, невелика опасность возгорания в дымоходе. Регулирование количества воздуха зависит от конструкции дымохода и тяги, которую он может обеспечить.

Одной из проблем, связанных с непосредственным сжиганием, является его низкая эффективность. В случае использования открытого пламени большая часть тепла теряется.

Процесс прямого сжигания биомассы включает в себя пиролиз, газификацию и сжижение.

#### **Пиролиз**

Пиролиз представляет собой простейший и, по-видимому, самый старый способ преобразования одного вида топлива в другой с лучшими показателями. Разные виды



высокоэнергетического топлива могут быть получены с помощью нагрева сухой древесины и даже соломы. Процесс использовался в течении столетий для получения древесного угля. Традиционный пиролиз заключается в нагреве исходного материала (который часто превращается в порошок или измельчается перед помещением в реактор) в условиях почти полного отсутствия воздуха, обычно до температуры 300-500 °С до полного удаления летучей фракции. Остаток, известный под названием древесный уголь, имеет двойную энергетическую плотность по сравнению с исходным материалом и сгорает при значительно более высоких температурах. В зависимости от влажности и эффективности процесса, 4-10 тонн древесины требуется для производства 1 тонны древесного угля. В случае если летучие вещества не собираются, древесный уголь содержит две трети энергии исходного сырья.

Пиролиз может проводиться в присутствии малого количества кислорода (газификация), воды (паровая газификация) и водорода (гидрогенизация). Одним из наиболее полезных продуктов в этом случае является метан, представляющий собой топливо для производства электроэнергии с помощью высокоэффективных газовых турбин.

В настоящее время пиролиз считается наиболее привлекательным видом технологии. Использование относительно низких температур означает, что в атмосферу попадает малое количество загрязнителей, если сравнивать со сжиганием. Это обстоятельство дает экологическое преимущество пиролизу при переработке некоторых видов отходов. Предпринимаются попытки использования малых пиролизных установок для переработки отходов производства пластика, а также использованных автомобильных шин.

### **Газификация**

Базовые принципы газификации изучаются и развиваются с начала девятнадцатого века. Во время Второй мировой войны около миллиона автомобилей приводились в движение с помощью газификаторов на биомассе. Интерес к газификации вновь возрос во время энергетического кризиса 70-х годов, а затем упал вместе со снижением цен на нефть в 80-х годах.

В процессе газификации древесины образуется горючий газ, представляющий собой смесь водорода, угарного газа (монооксида углерода), метана и некоторых негорючих сопутствующих компонентов. Газ может использоваться вместо бензина. При этом мощность автомобильного двигателя снижается на 40 %.

В газификаторах, использующих кислород вместо воздуха, можно получать газ, состоящий преимущественно из  $H_2$ ,  $CO$  и  $CO_2$ . Представляет интерес то обстоятельство, что после удаления  $CO_2$  можно получить так называемый синтез-газ, из которого в свою

очередь можно синтезировать практически любое углеводородное сырье. В частности, при взаимодействии  $H_2$  и  $CO$  получается чистый метан. Другим возможным продуктом является метанол - жидкий углеводород с теплотворной способностью 23 ГДж/т.

### **Ферментация**

Ферментация представляет собой анаэробный биологический процесс, в котором сахар превращается в спирт под воздействием микроорганизмов (как правило, дрожжей). Обычным продуктом является этанол ( $C_2H_5OH$ ). Он может использоваться в двигателях внутреннего сгорания: либо непосредственно в специально модифицированных двигателях, либо в качестве добавки к бензину. При этом получается так называемый газохол – бензин, содержащий до 20 % этанола.

Ценность конкретного вида биомассы в качестве сырья для ферментации зависит от его способности образовывать сахар. Жидкость, получающаяся в процессе ферментации, содержит около 10 % этанола, который нужно выделить с помощью дистилляции для дальнейшего использования. Энергетическое содержание конечного продукта около 30 ГДж/т или 24 ГДж/м<sup>3</sup>. Процесс требует большого количества тепла, которое обычно получается из растительных отходов. Потери энергии в процессе ферментации значительны, однако этот недостаток компенсируется удобством использования и транспортировки жидкого топлива, относительно низкой ценой и доступностью технологии.

### **Анаэробное сбраживание**

Этот процесс представляет собой разложение органики в отсутствие воздуха (кислорода). Продуктом анаэробного сбраживания является биогаз – смесь метана ( $CH_4$ ) и двуокиси углерода ( $CO_2$ ).

Впервые биогаз был исследован и описан Александром Вольта (Alessandro Volta) в 1776 году. Хемфри Деви (Humphery Davy) впервые в начале 1800 года показал, что горючий газ метан содержится в навозе. В дальнейшем были развиты биогазовые технологии, позволяющие получить биогаз из любых биodeградирующих материалов в искусственно созданных условиях.

Анаэробное сбраживание происходит практически во всех биологических материалах и ускоряется в теплых и влажных условиях (естественно, при отсутствии воздуха). Анаэробное сбраживание также происходит в условиях, создаваемых в процессе человеческой деятельности. Например, биогаз образуется в местах концентрации сточных вод, навозных стоков ферм, а также твердых бытовых отходов на свалках и полигонах. В обоих случаях биогаз представляет собой смесь, преимущественно состоящую из метана и двуокиси углерода. Основные отличия заключаются в природе исходного материала,

масштабах и темпе образования биогаза, приводящие к весьма отличающимся технологиям для этих источников.

При анаэробном сбраживании органические вещества разлагаются в отсутствие кислорода. Этот процесс включает в себя два этапа. На первом этапе сложные органические полимеры (клетчатка, белки, жиры и др.) под действием природного сообщества разнообразных видов анаэробных бактерий, разлагаются до более простых соединений: летучих жирных кислот, низших спиртов, водорода и окиси углерода, уксусной и муравьиной кислот, метилового спирта. На втором этапе метанообразующие бактерии превращают органические кислоты в метан, углекислый газ и воду.

Первичные анаэробы представлены разнообразными физиологическими группами бактерий: клеткоразрушающими, углеродосбраживающими (типа маслянокислых бактерий), аммонифицирующими (разлагающими белки, пептиды, аминокислоты), бактериями, разлагающими жиры и т.д. Благодаря этому составу, первичные анаэробы могут использовать разнообразные органические соединения растительного и животного происхождения, что является одной из важнейших особенностей метанового сообщества. Тесная связь между этими группами бактерий обеспечивает достаточную стабильность процесса.

Метановое брожение протекает при средних (мезофильное) и высоких (термофильное) температурах. Наибольшая производительность достигается при термофильном метановом брожении. Особенность метанового консорциума позволяет сделать процесс брожения непрерывным. Для нормального протекания процесса анаэробного сбраживания необходимы оптимальные условия в реакторе: температура, анаэробные условия, достаточная концентрация питательных веществ, допустимый диапазон значений pH, отсутствие или низкая концентрация токсичных веществ.

Температура в значительной степени влияет на анаэробное сбраживание органических материалов. Наилучшим образом сбраживание происходит при температуре 30-40 °С (развитие мезофильной бактериальной флоры), а также при температуре 50-60 °С (развитие термофильной бактериальной флоры). Выбор мезофильного или термофильного режима работы основывается на анализе климатических условий. Если для обеспечения термофильных температур необходимы значительные затраты энергии, то более эффективной будет эксплуатация реакторов при мезофильных температурах.

Наряду с температурными условиями на процесс метанового брожения и количество получаемого биогаза влияет время обработки отходов

При эксплуатации реакторов необходимо проводить контроль за показателем pH, оптимальное значение которого находится в пределах 6,7-7,6. Регулирование этого

показателя осуществляется путем добавления извести.

При нормальной работе реактора получаемый биогаз содержит 60-70 % метана, 30-40 % двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, а также примеси водорода, аммиака и окислов азота. Наиболее эффективны реакторы, работающие в термофильном режиме при 43-52 °С. При продолжительности обработки навоза 3 дня выход биогаза на таких установках составляет 4,5 л на каждый литр полезного объема реактора.

В исходную массу для интенсификации процесса анаэробного сбраживания навоза и выделения биогаза добавляются органические катализаторы, которые изменяют соотношение углерода и азота в сбраживаемой массе (оптимальное соотношение C/N=20/1 - 30/1). В качестве таких катализаторов используются глюкоза и целлюлоза. Получаемый при брожении биогаз имеет теплоту сгорания 5340-6230 ккал/м<sup>3</sup> (6.21-7.24 кВт·ч/м<sup>3</sup>).

В бродильных камерах необходимо проводить энергичное перемешивание для предупреждения образования в верхней части слоя всплывающего вещества. Это значительно ускоряет процесс брожения и выход биогаза. Без перемешивания для получения такой же производительности объем реакторов должен быть значительно увеличен. Отсюда следствие - большие затраты и удорожание установки. Перемешивание осуществляется:

- механическими мешалками различной формы или погружными насосами с приводом от электродвигателя,
- гидравлическими насадками за счет энергии струи, перекачиваемого насосом сбраживаемого навоза, или рециркуляцией,
- избыточным давлением биогаза, пропускаемого через барботер или трубку, расположенную в нижней части редуктора.

Остаток, образующийся в процессе получения биогаза, содержит значительное количество питательных веществ и может быть использован в качестве удобрения. Состав остатка, полученного при анаэробной переработке животноводческих отходов, зависит от химического состава исходного сырья, загружаемого в реактор. В условиях, благоприятных для анаэробного сбраживания, обычно разлагается около 70 % органических веществ, а 30 % содержится в остатке.

Основное преимущество анаэробного сбраживания заключается в сохранении в органической или аммонийной форме практически всего азота, содержащегося в исходном сырье.

Метод анаэробного сбраживания наиболее приемлем для переработки животноводческих отходов с точки зрения гигиены и охраны окружающей среды, так как

обеспечивает наибольшее обеззараживание остатка и устранение патогенных микроорганизмов.

Жидкая фаза навоза после анаэробной переработки обычно отвечает требованиям, предъявляемым к качеству сточных вод органами охраны природы. Отработанная жидкая органическая масса поступает через выгрузочную камеру в резервуар сброженной массы, а оттуда перекачивается в цистерны, с помощью которых вносят на поля обычную навозную массу.

Этапы ферментации:

1. Гидролиз: Органическая субстанция при помощи бактерий расщепляется на более мелкие единицы.
2. Образование кислоты: На этом этапе бактерии расщепляют более мелкие молекулярные единицы до органических кислот.
3. Образование уксусной кислоты: Бактерии расщепляют органические кислоты и спирты на уксусную кислоту, углекислый газ и водород.
4. Образование метана.

В основе биогазовых технологий лежат сложные природные процессы биологического разложения органических веществ в анаэробных (без доступа воздуха) условиях под воздействием особой группы анаэробных бактерий. Эти процессы сопровождаются минерализацией азотсодержащих, фосфорсодержащих и калийсодержащих органических соединений с получением минеральных форм азота, фосфора и калия, наиболее доступных для растений, с полным уничтожением патогенной (болезнетворной) микрофлоры, яиц гельминтов, семян сорняков, специфических фекальных запахов, нитратов и нитритов.

#### **4.2. Системы для производства биогаза**

Биогаз, представляющий собой преимущественно смесь метана и двуокиси углерода, производится как в естественных, так и в искусственных условиях. Однако с технико-экономической точки зрения, производство биогаза в искусственных системах представляет собой лучший и наиболее удобный метод.

##### **Образование биогаза**

Одним из определяющих требований для производства биогаза является наличие герметичного контейнера. Биогаз может быть получен только в анаэробных условиях, при которых анаэробные бактерии, живущие только в отсутствии кислорода, преобразуют

органическое вещество. Процесс образования биогаза и удобрений осуществляется в специальных биореакторах-метантенках.

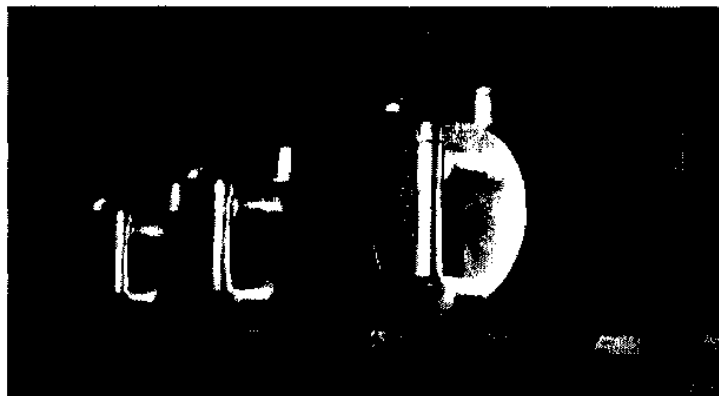


Рис. 4.1. Биогазовая установка - внешний вид

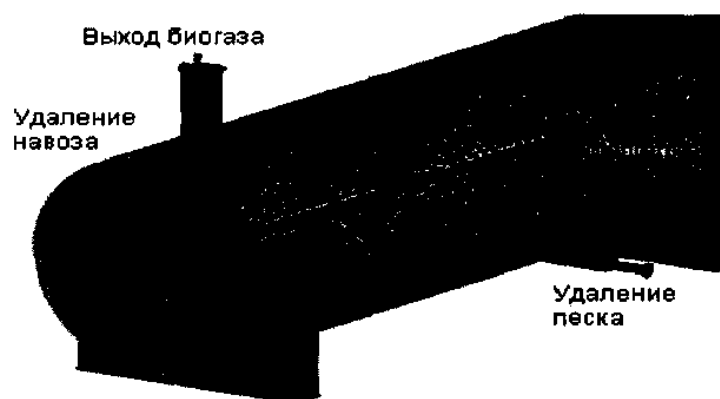


Рис. 4.2. Биогазовая установка - вид изнутри

#### Ход процесса в биогазовой установке

**Подача.** После подачи жидкие субстраты временно сохраняются в предварительном бункере и затем подаются через насосную станцию в основной ферментатор. Сухие субстраты сохраняются в передвижном бункере, а затем по мере необходимости при помощи загрузочного механизма для сухих компонентов (загрузочная воронка и подающий шнек) также подаются в основной ферментатор.

**Производство газа.** Субстрат в анаэробной среде без доступа воздуха при температуре 35 °С – 55 °С подвергается брожению в ферментаторе (нагретом и изолированном), т.е. содержащиеся в субстратах углегидраты, жиры и протейны расщепляются и на последнем этапе расщепления преобразуются при помощи метанообразующих бактерий в метан ( $\text{CH}_4$ ) и углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ).

**Использование газа.** Для использования газа предусмотрена блочная теплоэлектроцентраль. В газовом двигателе полученный из ферментатора и временно сохраненный в газовом накопителе биогаз реализуется и преобразуется в термическую и электрическую энергию. Произведенная электроэнергия поступает в общественную распределительную сеть. Термическая энергия используется для своих потребностей, а также различными теплопотребителями.

**Конечный субстрат.** Из конечного ферментатора остатки брожения перекачиваются через насосную станцию в конечный накопитель. Эти остатки сохраняются в конечном накопителе до вывода на сельскохозяйственные площади.

Именно такой процесс происходит в природном биологическом реакторе, заключенном в брюхе каждой коровы, пасущейся на лугу. Там, в коровьем преджелудке, обитает целое сообщество микробов. Одни расщепляют клетчатку и другие сложные органические соединения, богатые энергией, и вырабатывают из них молекулярные вещества, которые легко усваивает коровий организм. Эти соединения служат субстратом для других микробов, которые превращают их в газы – углекислоту и метан. Одна корова производит в сутки до 500 литров метана; из общей продукции метана на Земле почти четверть – 100-200 млн. тонн в год – имеет такое “животное” происхождение.

#### **Производство удобрений**

Один микробиологический способ обезвреживания навоза, да и любых других органических остатков, известен давно – это компостирование. Отходы складывают в кучи, где они под действием микроорганизмов-аэробов понемногу разлагаются. При этом куча разогревается примерно до 60 °С и происходит естественная пастеризация – погибает большинство патогенных микробов и яиц гельминтов, а семена сорняков теряют всхожесть.

В процессе биологической, термофильной, метангенерирующей обработки органических отходов образуются экологически чистые, жидкие, высокоэффективные органические удобрения. Эти удобрения содержат минерализованный азот в виде солей аммония (наиболее легко усвояемая форма азота), минерализованные фосфор, калий и другие, необходимые для растения биогенные макро- и микроэлементы, биологически активные вещества, витамины, аминокислоты, гуминоподобные соединения, структурирующие почву.

На сельскохозяйственных предприятиях Российской Федерации ежегодно образуется около 500 млн. т. навоза и помета, что по удобрительной ценности эквивалентно 62% от общего производства минеральных удобрений в стране. Однако этот огромный потенциал используется не более чем на 25...30 %. Такое малое число

действующих установок объясняется, прежде всего, отсутствием у большинства хозяйств необходимого финансирования на их создание. Кроме того, принято считать, что главной составляющей экономической эффективности биогазовой установки является газ - метан. Однако это далеко не всегда так, и доминирующей составляющей в получении экономического эффекта, особенно для небольших биогазовых установок, является органическое удобрение. Роль же биогаза начинает возрастать с повышением количества перерабатываемого сырья, что напрямую связано с объемами метантенков. В этой связи биоэнергетические установки для выработки биогаза целесообразно устанавливать на животноводческих и птицеводческих предприятиях с выходом навоза (помета) не менее 50 т. в сутки. Однако, учитывая современное экономическое состояние в нашей стране, целесообразно и необходимо создавать цехи по производству жидких и твердых органических удобрений с использованием небольших биогазовых установок.

Расчеты показывают, что из 1 тонны растительной биомассы, смешанной с отходами, можно получить 350 м<sup>3</sup> газов (метан, водород) с энергоемкостью 2.1x10<sup>6</sup> ккал, 430 л. жидкого топлива с энергоемкостью 3.08x10<sup>6</sup> ккал и твердое топливо, эквивалентное 0.2x10<sup>6</sup> ккал энергии. Таким образом, из 1 тонн такого сырья можно получить 0,1-0,4 т.у.т, а также 0,8-0,9 тонны обеззараженных удобрений.

Сегодня в сельской местности, где особенно ошутим нынешний топливно-энергетический дисбаланс, одинаково необходимы все виды топлива: газообразное – для отопления, жидкое – для функционирования транспорта, твердое – для получения теплоносителей.

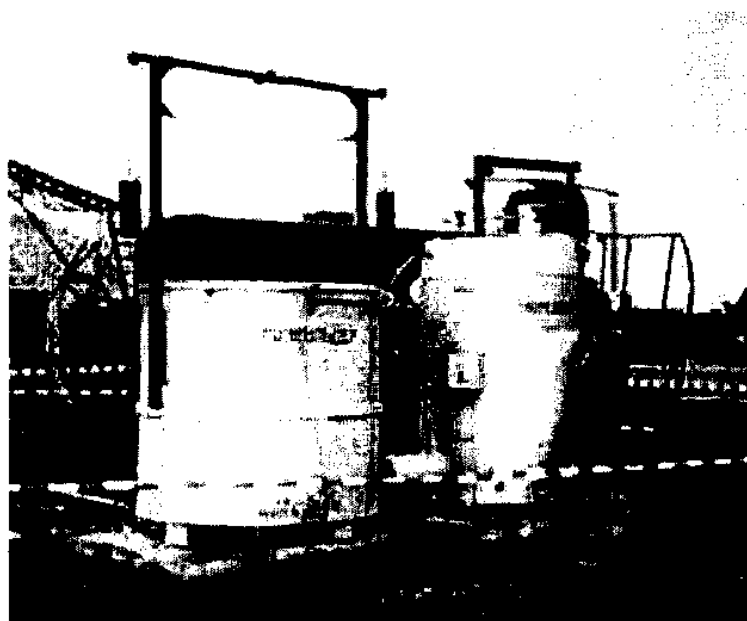
Главное, что биогазовая технология переработки и обеззараживания отходов животноводства, себя окупает не только газом и производимым экологически чистым удобрением. Эта технология обеспечивает экологическое благополучие: иначе пришлось бы строить и навозохранилища, очистные сооружения, тратить большие деньги и очень много энергии.

Биореактор объемом 50 м<sup>3</sup> дает в сутки 100 м<sup>3</sup> биогаза, из которых на долю “товарного” газа, приходится в среднем около 70 % (остальное идет на подогрев реактора), что составляет количество, эквивалентное 16,75 т жидкого топлива. Необходимым условием для получения биогаза является недостаток кислорода, рН - фактор от 6.5 до 7.5 и постоянная температура от 15 °С до 55°С. Период ферментации составляет от 10 до 120 дней. На сегодняшний день наиболее часто распространенной технологией является анаэробная ферментация при температуре около 35 °С с продолжительностью 25-30 дней.

Технология получения удобрений заключается в том, что жидкие отходы



влажностью не менее 89 % (навоз, помет, растительные отходы и др.) готовятся в сборнике исходного сырья, затем подвергаются центрифугированию для удаления из них таких включений, как пух, перо, щетина, остатки грубых кормов, солома, и стабилизации жидкой фракции по гранулометрическому составу. Твердая фракция подвергается ускоренному компостированию в биоферментаторе и поступает в помещение для расфасовки для ее дальнейшей реализации. Жидкая фракция после центрифуги поступает на анаэробное сбраживание в метантенке, после чего также направляется в помещение для расфасовки. Биогаз, выделенный при сбраживании, накапливается в газгольдере и в дальнейшем используется на собственные и бытовые нужды. Основным оборудованием цеха по производству органических удобрений являются метантенк (рис. 4.3) и центрифуга типа СВД.



**Рис. 4.3. Индивидуальная биогазовая установка ИБГУ-1.  
На переднем плане - газгольдер, на дальнем - биореактор**

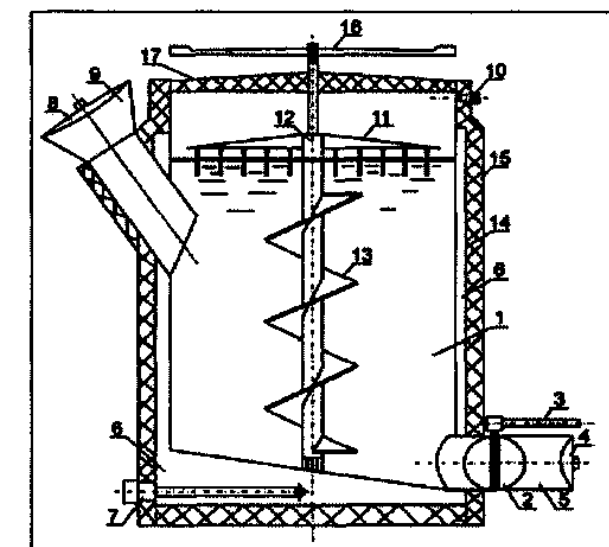


Рис. 4.4. Принципиальная технологическая схема биореактора установки ИБГУ-1

1- корпус биореактора, 2- диафрагма; 3- рукоятка; 4,8 – затвор; 5 – шлюз для выгрузки сброженной массы; 6 – корпус тепловой рубашки; 7 – ТЭН; 9 – загрузочный люк; 10 – газовый штуцер; 11 – гребенка; 12- вал мешалки; 13 – шнек; 14 – облицовка теплоизоляции; 15 – теплоизоляция; 16- рукоятка-крестовина мешалки; 17 – крышка биореактора.

Это удобрение применяется на почвах всех типов для овощных, плодово-ягодных, кормовых культур, газонов, цветников, декоративных кустарников и т.п. Особенно эффективно применение сброженных удобрений для корневых и поливочных подкормок овощных и других сельскохозяйственных культур (при 3-...4-разовой подкормке, но не чаще 1 раза в десять дней), при этом урожайность повышается в 2...3 раза.

Во-первых, сброженный навоз по сравнению с обычным применением, повышает на 10-20 % урожайность сельскохозяйственных культур. Объясняется это тем, что при анаэробной переработке происходит минерализация и связывание азота. При традиционных же способах приготовления органических удобрений (компостированием) потери азота составляют до 30-40 %. Анаэробная переработка навоза в четыре раза – по сравнению с несброженным навозом – увеличивает содержание аммонийного азота (20-40 % азота переходит в аммонийную форму). Содержание усвояемого фосфора удваивается и составляет 50 % общего фосфора.

Кроме того, во время сбраживания полностью гибнут семена сорняков, которые всегда содержатся в навозе, уничтожаются микробные ассоциации, яйца гельминтов, нейтрализуется неприятный запах, т.е. достигается актуальный на сегодня экологический

эффект.

Особенность биогазовых технологий в том, что они не являются чисто энергетическими, а представляют комплекс, охватывающий решение как энергетических, так и экологических, агрохимических, лесотехнических и других вопросов, и в этом состоит их высокая рентабельность и конкурентоспособность.

Применение технологии анаэробного сбраживания биоразлагаемых отходов позволяет решить следующие задачи:

- Внедрение комплексных природоохранных мероприятий по сокращению токсичных выбросов в атмосферу, почвенную и водную среду;
- Получение сельскохозяйственным предприятием прибыли за счет использования биогаза для выработки электрической и тепловой энергии, реализации органических удобрений со стабильными свойствами (отсутствие запаха и повторного загнивания);
- Повышение надежности и безопасности в энергосбережении животноводческих ферм и птицефабрик путем использования собственного возобновляемого источника энергии;
- Повышение плодородия почв и повышение урожаев с кормовых площадей сельскохозяйственных предприятий за счет внесения своих удобрений, являющихся источником не только биогенных элементов, но и гуминовых веществ.

На основе относительно высокой калорийности можно использовать биогаз как энергоноситель для производства тепла и производства электроэнергии. Средняя теплотворная способность биогаза составляет примерно  $6\ 000\ \text{ккал/м}^3$ ; (соответствует  $25\ 000\ \text{кДж/м}^3$ ). Таким образом, средняя теплотворная способность кубометра биогаза соответствует примерно 0,6 л жидкого топлива. Оптимальный расход биогаза на производство 1 кВт·ч электрической энергии составляет 0,55-0,6 м<sup>3</sup>/ч. Оптимальный расход биогаза при эксплуатации газовой ИК-беспламенной горелки мощностью 5 кВт составляет 0,8-1 м<sup>3</sup>/ч.

Для снабжения биогазом когенерационной установки с электрической мощностью 50 кВт требуется: компост от 250 коров или 300000 кур. Интересно, что одна корова в год, кроме молока, дает около 600 литров бензина (в энергетическом эквиваленте).

#### **4.3. Использование биогаза от твердых бытовых отходов**

Необходимость энергосбережения и снижения загрязнения окружающей среды заставляет более рационально использовать традиционные энергоресурсы, а также искать другие, желательные возобновляемые и недорогие источники энергии, к которым в

последнее время все чаще относят твердые бытовые отходы (ТБО). Любой полигон твердых бытовых отходов (ТБО) представляет собой своеобразный биохимический реактор, в котором в процессе эксплуатации полигона и нескольких десятилетий после его закрытия вследствие анаэробного (без доступа воздуха) разложения отходов образуется биогаз, или как его еще иногда называют, свалочный газ состоит в основном из метана.

Выход свалочного газа является причиной пожаров и взрывов на полигонах с одновременным значительным выбросом в атмосферу токсичных веществ, в частности, диоксинов, а общее количество вредных неметановых органических соединений, обнаруженных в свалочном газе, доходит до нескольких сотен.

Экологические стандарты развитых стран предусматривают обязательный сбор и сжигание свалочного газа, причем контроль газовых эмиссий должен проводиться не только во время эксплуатации полигона, но и на протяжении 30 лет после его закрытия и рекультивации. Однако свалочный газ является не только злом, с которым следует бороться административными методами, но и возобновляемым топливом с высокой теплотворной способностью, причем этот источник энергии будет функционировать еще на протяжении около 20 лет после закрытия полигона.

В среднем при разложении одной тонны твердых бытовых отходов может образовываться 100-200 м<sup>3</sup> биогаза. В зависимости от содержания метана низшая теплота сгорания свалочного биогаза составляет 18-24 МДж/м<sup>3</sup> (примерно половину теплотворной способности природного газа).

Сегодня остро стоит проблема стабилизации концентрации в атмосфере этого газа, одного из основных планетарных источников парникового эффекта. Поэтому утилизация биогаза бытовых отходов приобретает важнейшее значение для снижения антропогенной эмиссии метана. Кроме того, метан является причиной самовозгорания свалочных отложений, так как при его взаимодействии с воздухом создаются горючие и взрывоопасные смеси, что приводит к сильному загрязнению атмосферы токсичными веществами.

Так как процесс разложения отходов продолжается многие десятки лет, полигон можно рассматривать как стабильный источник биогаза. Эмиссия биогаза с полигона в зависимости от объема свалочных масс может составлять от нескольких десятков л/с (малые полигоны) до нескольких м<sup>3</sup>/с (крупные полигоны). Масштабы и стабильность образования, расположение на урбанизированных территориях и низкая стоимость добычи делают биогаз, получаемый на полигонах ТБО, одним из перспективных источников энергии для местных нужд. Утилизация биогаза на полигонах твердых бытовых отходов (ТБО) требует инженерного обустройства полигона (создание

изолирующего экрана, газовых скважин, газосборной системы и др.). При этом решается основная задача охраны окружающей среды в урбанизированных территориях - обеспечение чистоты атмосферного воздуха и предотвращение загрязнения грунтовых вод.

Хотя для энергетики развитых стран использование биогаза (ТБО) не имеет решающего значения, но пренебрегать этим источником не следует как по экологическим, так и по экономическим соображениям, что подтверждается опытом ряда государств. ВЕС принята Директива, в которой установлено требование сбора и утилизации свалочного газа со всех свалок, где были захоронены биологически разлагающиеся отходы, для минимизации вредных воздействий на окружающую среду и здоровье человека.

Образующийся на свалках биогаз с начала 80-х гг. интенсивно добывается во многих странах. В настоящее время общее количество используемого биогаза составляет примерно 1,2 млрд. м<sup>3</sup>/год, что эквивалентно 429 тыс. т метана, или 1 % его глобальной эмиссии.

В Германии на 409 крупных свалках городского мусора имеются сборные пункты биогаза, образующегося при разложении органических компонентов мусора. В среднем на свалках Германии из 1 т мусора вырабатывается около 100 м<sup>3</sup> биогаза. При общем объеме выделения биогаза со свалок в размере 4 млрд. м<sup>3</sup>/год (что эквивалентно 2 млрд. м<sup>3</sup> природного газа), его полезное потребление составляет около 400 млн. м<sup>3</sup>/год. Биогаз после его очистки используют для получения электрической и тепловой энергии, расходуемой для промышленных целей, и в системах отопления.

Количество биогаза, генерируемого на свалках, колеблется от 10 до 1200 м<sup>3</sup>/ч. Мощность установок для производства электроэнергии из биогаза составляет от десятка кВт до нескольких тыс. кВт, что позволяет обеспечивать энергией от нескольких домов до небольшого поселка. Нередко биогаз используется в качестве топлива в энергетических установках с двигателями внутреннего сгорания (ДВС). Себестоимость полученной энергии на установках с ДВС примерно в 2-2,5 раза ниже тарифов на электроэнергию для населения.

В США в настоящее время объем добычи биогаза составляет 500 млн. м<sup>3</sup>/год. Значительная часть биогаза поступает на электростанции, работающие на газообразном топливе. Суммарная электрическая мощность установок, работающих на биогазе, составляет около 200 МВт. Кроме того, все чаще осуществляется подача биогаза в коммунальные сети газоснабжения.

В Великобритании добывается около 200 млн. м<sup>3</sup>/год биогаза. Суммарная мощность БиоЭС Великобритании составляет около 80 МВт.

Во Франции добывается около 40 млн. м<sup>3</sup>/год биогаза. На одной из свалок вблизи Парижа была построена БиоТЭС, использующая биогаз, эмиссия которого составляет 1500 м<sup>3</sup>/сут.

Утилизация биогаза весьма перспективна для России, так как около 97 % из 30 млн. т ежегодно образующихся отходов захоранивается на полигонах и организованных свалках. В России эксплуатируется более 1300 полигонов ТБО. Ежегодная эмиссия метана со свалок России оценивается в размере 1,1 млрд. м<sup>3</sup> (788 тыс. т), что почти в два раза превышает современное его потребление в мире.

В настоящее время в России свалочный биогаз практически не используется. В рамках российско-голландского проекта в период 1995-1997 гг. на полигоне "Дашковка" и "Каргашино", расположенных на территории Московской области, были построены две пилотные установки по добыче и утилизации биогаза. Полученные результаты показывают, что на среднем полигоне Московской области образуется до 600-800 м<sup>3</sup>/ч биогаза, что позволяет вырабатывать электроэнергию в размере 3500-4400 МВт·ч/год.

Технико-экономические расчеты, выполненные на основе опытных данных, подтвердили эффективность добычи свалочного метана в России, где могут быть осуществлены сотни экономически выгодных проектов [2].

В Санкт-Петербурге ежегодно образуется около 5 млн. кубометров твердых бытовых отходов, из которых около 80 % захоранивается на трех действующих полигонах. Наиболее предпочтительным для утилизации биогаза является полигон ПТО-1 "Волхонский", один из крупнейших в России. На этом полигоне преимущественно захораниваются бытовые отходы, его емкость практически исчерпана, планируется проведение рекультивационных работ, которые можно совместить с созданием системы биогаза. Расчеты показали, что ожидаемой эмиссии метана будет достаточно для работы тепловой электростанции мощностью 2000 кВт в течение 20-25 лет. Кроме того, на территории Ленинградской области имеется 55 организованных свалок, где ежегодно размещается около 1 млн. м<sup>3</sup> твердых бытовых отходов. Несмотря на сравнительно небольшие объемы захоронения отходов, получение биогаза на ряде свалок может оказаться рентабельным из-за высокой стоимости топлива.

Экономические расчеты показывают, что наиболее рентабельными для установки систем сбора и утилизации свалочного газа являются крупнейшие полигоны с объемом накопленных отходов более 1 млн. т. и глубиной более 10 м. Таким образом, первоочередными объектом на реализацию таких проектов являются полигоны областных центров и городов с населением более 100 тыс. чел. Основным способом утилизации

свалочного газа является производство электроэнергии или прямое сжигание для получения тепла (в случае наличия потребителей в радиусе менее 5 км).

Для ориентировочной оценки газообразования на полигоне можно использовать следующие цифры: годовой выход биогаза на полигоне составляет 3-5 м<sup>3</sup>/т. отходов в год, а количество биогаза, которое можно собрать, – около 50% объема газообразования.

#### **Технология извлечения биогаза на полигонах**

Сбор биогаза обычно реализуется с помощью вертикальных перфорированных труб, которые закладываются в тело полигона после завершения вывоза ТБО и рекультивации его поверхности. Однако на некоторых полигонах для газоотвода используются горизонтальные трубы, закладка которых позволяет собирать газ в процессе эксплуатации. Также существует возможность установить систему вертикальных перфорированных труб и собирать газ в процессе наращивания слоя отходов на полигоне, постепенно наращивая высоту труб. В некоторых случаях в процессе рекультивации тело полигона покрывают не только грунтом, но и газо- и водонепроницаемыми мембранами. В этом случае может быть собран практически весь образующийся биогаз. Это весьма дорогое техническое решение и используется лишь в некоторых странах, в которых существуют особо жесткие требования к организации закрытых полигонов. Газ отводится из тела полигона и подается под давлением в утилизирующее оборудование с помощью воздуходувок и компрессоров.

Одним из факторов, определяющим успех реализации проекта по созданию системы сбора и утилизации биогаза/метана, является предварительная оценка потенциала газообразования на полигоне. От качества проведения такой оценки зависит успех технической реализации проекта, а также его экономические показатели. Обычно оценка количества метана, который образуется и может быть собран на полигоне, проводится с использованием расчетных математических моделей, в которых тем или иным образом должны учитываться следующие факторы:

- количество, морфологический состав и «возраст» отходов, уровень фильтрата в теле полигона, а также влагосодержание,
- плотность, температура, кислотность в слое отходов,
- климатические условия региона.

К сожалению, обычно операторы полигонов не располагают точными данными по большинству из вышеперечисленных параметров, что превращает математическую модель в «уравнение со многими неизвестными».

Эксплуатация полигона также оказывает значительное влияние на процесс газообразования. Захоронение строительных отходов в теле полигона может привести к неравномерному распределению биогаза в нем; наличие гипсовых отходов приводит к повышенному содержанию коррозионно-активного сероводорода в биогазе. Пожары приводят к выгоранию биогаза и органики, попаданию кислорода в тело полигона (т. е. нарушению анаэробных условий, необходимых для образования биогаза). Такой же эффект окисления верхнего слоя отходов вызывается отсутствием регулярного перекрытия поверхности полигонов.

Все эти негативные моменты необходимо принимать в расчет при оценке потенциала газообразования, и зачастую они не могут быть однозначно учтены в теоретических расчетах с использованием стандартных моделей газообразования. Для более точной оценки потенциала сбора метана и получения дополнительной информации, необходимой для проектирования системы сбора метана, необходимо проводить полевые исследования непосредственно на полигоне, на стадии планирования проекта.

Основными задачами полевых исследований являются измерение качества биогаза и его количества, измерение физических параметров на разных глубинах в теле полигона, определение уровня фильтрата.

Существуют различные варианты проведения полевых исследований. Однако все варианты предусматривают бурение нескольких скважин для сбора биогаза, отбор проб отходов для дальнейшего лабораторного исследования, принудительный газоотбор с помощью газовых насосов в течение определенного периода (от нескольких часов до нескольких недель) с одновременным измерением потока и состава биогаза.



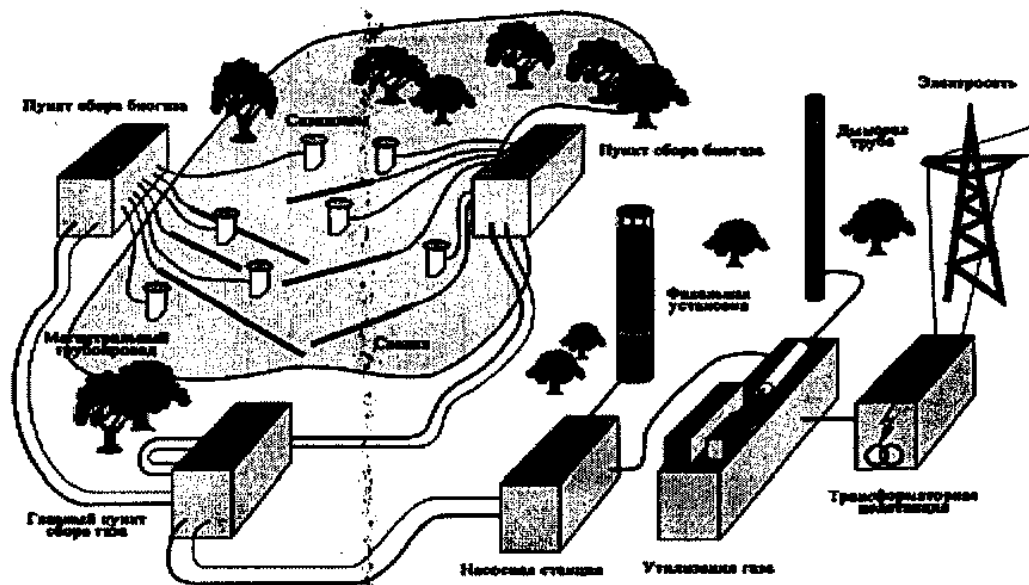


Рис. 4.5. Технологическая схема утилизации биогаза на ТБО



Рис. 4.6. Монтаж системы сбора биогаза.

#### 4.4. Потенциал биогаза от утилизации отходов ТБО

Вопрос изучения отходов ТБО в Чеченской Республике ранее не поднимался и для его решения необходимо проведение технических исследований по определению состояния полигонов ТБО, их емкости и качественному составу биогаза. Однако из мирового опыта известно, что уровень рентабельности производства биогаза значительно

повышается при утилизации отходов городов с населением свыше 100 тысяч человек и подготовка производства ведется заранее на стадии заполнения полигонов ТБО. Такое производство в Чеченской Республике может быть развернуто в крупных населенных пунктах; г. Грозный, Гудермес, Аргун, Шали, Урус-Мартан и др.

Предварительная оценка утилизации биогаза на полигоне ТБО г. Грозного приведена ниже.

#### **Технико-экономическое обоснование утилизации бытовых отходов ТБО в г.**

##### **Грозном**

Технические параметры:

- Объем сбора биогаза – 13-15,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (5,0 млн. м<sup>3</sup>/год)
- Снижение эмиссий ПГ: около 40 тыс. т СО<sub>2</sub>-экв./год
- Расчетная мощность двигатель-генератора, который может быть установлен для производства электроэнергии на биогазе – 1000 кВт
- Тариф продажи электроэнергии – 1,74 руб./кВт ч
- Ставка дисконтирования – 10%
- Стоимость ЕСВ – 8 евро/т СО<sub>2</sub>-экв.

Стоимость сооружения системы сбора и утилизации биогаза в развитых странах обычно находится в диапазоне \$ 1550–2250 на 1 кВт установленной электрической мощности. В соответствии с Киотским протоколом, в результате сбора и утилизации биогаза можно реализовать так называемые «углеродные кредиты» или «единицы снижения выбросов» в рамках проектов совместного осуществления. В результате можно получить дополнительные инвестиции ориентировочно в размере \$ 0,02/кВт·ч (0,62 руб. кВт ч). Эта возможность существенно повышает привлекательность утилизации биогаза даже на тех полигонах, которые ранее считались бесперспективными.

#### **Возможности финансирования в рамках Киотского протокола**

Появление схемы реализации проектов совместного осуществления, направленных на снижение выбросов парниковых газов в рамках Киотского протокола, открыло реальные возможности финансирования строительства систем по сбору и утилизации свалочного газа.

Расчеты показывают, что с учетом дополнительной прибыли от продажи ЕСВ, проекты по сбору и утилизации свалочного газа получают дополнительный (а в случае

сжигания на факеле – единственный) источник дохода, который делает проект рентабельным.

Средний срок окупаемости проекта по утилизации свалочного газа для производства электроэнергии без учета продажи ЕСВ составляет 7-8 лет, а с учетом продажи ЕСВ – менее 3-х лет.

**Таблица 4.1. Основные технико-экономические показатели проекта утилизации отходов на ТБО в г. Грозном**

Показатели	Сжигание на факеле	Производство электроэнергии
Затраты на производство млн. руб.:		
- Бурение скважин,	1,25	1,25
- Покрытие полигона,	3,25	3,25
- Система сбора,	3,5	3,5
- Модуль факельное устройство, газонасосы, автоматика)	6,25	6,25
- Транспортировка модуля, строительно-монтажные работы,	2,0	2,0
- Система утилизации (двигатель-генераторы),	-	35,5
- ПИР, экспертиза, авторский контроль.	1,45	4,67
Полная стоимость проекта с учетом 5% непредвиденных затрат	18,58	56,67
Годовые эксплуатационные затраты	1,2	3,5
Выработка электроэнергии, тыс. кВт ч.	-	7500,0
Тариф на электроэнергию на 2010 г. (с НДС) руб.кВтч	-	1,74
Годовые затраты на приобретение экв. количества электроэнергии по тарифам ОАО "Нурэнерго":	-	13,05
*Средний годовой доход, млн. руб./год	8,988	21,048
Срок окупаемости, лет	2,4	2,6

\* с учетом продажи ЕСВ

Для утилизации бытовых отходов с выработкой биогаза на существующих свалках крупных городов и населенных пунктов Чеченской Республики необходимо провести исследовательские работы по оценке потенциалов бытовых отходов, определения направления утилизации и выработки технико-экономического обоснования по реализации технических решений. Для решения этих задач выделить в 2011 году на исследовательские работы 10,0 млн. рублей.

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

В 2012 г. предполагается внедрение технологии утилизации ТБО в г.Грозном, с выработкой электроэнергии до 7,5 млн. Втч в год.

Объем инвестиций составляет 56,67 млн. руб.

**4.5. Потенциал биогаза от отходов сельского хозяйства**

Потенциальные возможности сырьевой базы использования биогаза в Чеченской Республике с учетом существующего и прогнозного поголовья скота и птицы представлены ниже в таблице 4.2.

**Таблица 4.2. Потенциальные возможности сырьевой базы использования биогаза в Чеченской Республике**

Поголовье скота и птицы, голов	Выход навоза в год, т.	Количество выработ. биогаза, тыс. куб.м/в год	Эквивалент энергии		Выход удобрений в год, т
			тепловой, Гкал	электрической, кВтч	
2011 г					
КРС-12650	138517	24240,5	133322,6	158048,1	138510,0
Птицы-1758800	20152	9521,8	52370,0	62082,1	20150,0
Всего	158669	33762,3	185692,6	220130,2	158660,0
2015 г					
КРС-29361	321502	56262,8	309445,7	366834,0	321500
Птицы-5508000	66582	31460,0	173030,0	205119,2	66580
Всего	388084	87722,8	482475,7	571953,2	388080
2020 г					
КРС-40364	441985	77347,4	425410,7	504305,0	441980
Птицы-8990000	126920	59969,7	329833,4	391002,4	126920
Всего	568905	137317,1	755244,1	895307,4	567900
2030 г.					
КРС-43141	472393	82668,8	454678,3	539000,6	472390
Птицы-12083400	175903	83114,2	457127,9	541904,6	175900
Всего	647486	165783,0	911806,2	1134905,2	648290

**Технико-экономическое обоснование для внедрения биогазовых установок в сельском хозяйстве**

За последние годы в РФ при постоянном росте цен на энергоносители, значительном повышении экологических требований по атмосфере, почвам, водоемам, а также возрастающем риске отключений и аварий в энергосистемах увеличивается интерес сельскохозяйственных предприятий к выбору рациональных технологий по переработке и утилизации навоза животноводческих ферм и птицефабрик. Предотвращение сжигания топлива, необходимого для выработки электрической и тепловой энергии традиционными способами, позволит, кроме экономических средств, значительно сократить выбросы парниковых и вредных газов в атмосферу. В связи с предстоящим вступлением РФ в ВТО, утилизация навоза животноводческих предприятий и птицефабрик становится еще более актуальной. Европейское право (Директива 96/61/ЕЕВ) очень жестко ограничивает действие больших сельскохозяйственных предприятий. Эти ограничения введены с целью уменьшения выделения отходов с предприятий, расхода сырья и энергетических ресурсов, а также ограничения выброса опасных газов в атмосферу, снижения сбросов в водную и почвенную среду. Директива определяет не только нормы внесения опасных отходов, но и систему контроля.

Биогазовая установка обеспечит комбинированную выработку электрической и тепловой энергии для частичного покрытия собственных нагрузок производства, а также возможен отпуск энергии в коммунальные сети. Помимо этого создание биогазовой установки даст возможность эффективно утилизировать биоотходы – навоз, с получением в виде побочного продукта экологически безопасных и высокоэффективных удобрений.

Биогаз экономически выгодно применять для получения тепловой и электрической энергии на птицеводческих и молочных фермах.

Выход физиологических отходов определяется по известным зоотехническим нормам. Составляет для КРС – 30 кг/сутки при влажности 85 %. Количество помета на одну птицу составляет: 0,2 кг/сутки на курицу-несушку; 0,115 кг/сутки в среднем на голову бройлера (откорм 42...45 суток от 0,2 кг до 1,5 кг живого веса. На одну курицу-несушку в год накапливается 73 кг помета, а на одну голову бройлера – 42 кг при влажности 75 %.

Валовый потенциал энергии ресурсов органических отходов животноводства и птицеводства рассчитывается на все имеющееся поголовье. Технический потенциал соответствует валовому, так как все отходы технически перерабатываются в энергию, экономический потенциал - количеству ресурсов энергии отходов, который образуется, централизованно на крупных предприятиях.

**Таблица 4.3. Основные технико-экономические показатели переработки отходов животноводства**

Количество голов КРС	400
Суточный выход навоза, т.	12
Суточный выход биогаза, м <sup>3</sup>	480
Суточный выход экологически чистых органических удобрений при влажности 30%, т.	11
- проектная документация (рабочий проект), млн. руб.	0,5
- шеф-монтаж оборудования, пуско-наладка, обучение	2,0
- оборудование	7,5
- строительство	2,2
- проектная документация (рабочий проект), млн. руб.	0,5
Суммарная стоимость объекта, млн. руб.	12,7
Стоимость эксплуатационных расходов (фонд оплаты труда, электроэнергия и т.д.), млн. руб.	1,0
Общие затраты, млн. руб.	13,7
Годовой объем биогаза, тыс. м <sup>3</sup>	175,2
Суточный выход электроэнергии, кВт·ч	780,0
Суточный выход тепловой энергии, Гкал	424,1
Годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	262,8
Годовая выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	154,8
Прогнозная стоимость 1 кВт·ч на 2011г, руб.	1,74
Прогнозная стоимость 1 Гкал на 2011г, руб.	917,0
Сокращение затрат на электроэнергию, млн. руб.	1,36
Сокращение затрат на тепло, млн. руб.	0,42
Годовой объем органических удобрений, тыс. т.	4,015
Ориентировочная рыночная стоимость 1 т. удобрений, руб.	1000
Предполагаемая прибыль от реализации 1 т., млн. руб.	4,015
Ресурс эксплуатации установки (лет)	10
Окупаемость капитальных вложений, лет	2,1

Использование биогазовых технологий становится выгодным при крупнотоннажной переработке в местах скопления отходов. Для животноводства в

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

Чеченской Республики характерно ферм малого и среднего размера с количеством КРС до 400 голов. Для птицеводства – 150-180 тысяч голов птицы.

Расчет технико-экономических показателей биогазовой установки для ферм среднего размера приведены в таблице 4.4.

**Таблица 4.4. Технико-экономические показатели биоэнергетической установки, рассчитанные для птицеферм с численностью в 200 тыс. голов птицы**

Количество голов птицы, тыс.	200
Суточный выход помета, т.	40
Суточный выход биогаза, м <sup>3</sup>	1300,0
Суточный выход экологически чистых органических удобрений, т.	39,0
Стоимость объекта:	
Проектная документация, млн. руб.	1,0
Шеф-монтаж оборудования, пуско-наладка, обучение	2,5
Оборудование	17,5
Строительство	4,2
Суммарная стоимость объекта, млн. руб.	25,2
Стоимость эксплуатационных расходов (фонд оплаты труда, электроэнергия и т.д.), млн. руб.	1,0
Общие затраты, млн. руб.	26,2
Годовой объем биогаза, тыс. м <sup>3</sup>	474,5
Суточный выход электроэнергии, кВт·ч	3200,0
Суточный выход тепловой энергии, Гкал	1870
Годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	1 160,0
Годовая выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	685,6
Прогнозная стоимость 1 кВт·ч на 2011г, руб.	1,74
Прогнозная стоимость 1 Гкал на 2011г, руб.	917,0
Сокращение затрат на электроэнергию, млн. руб.	2,03
Сокращение затрат на тепло, млн. руб.	0,629
Годовой объем органических удобрений, тыс. т.	14,23
Ориентировочная рыночная стоимость 1 т. удобрений, руб.	1000
Предполагаемая прибыль от реализации 1 т., млн. руб.	14,23
Ресурс эксплуатации установки (лет)	10
Окупаемость капитальных вложений, лет	1,6

Затраты на строительство зависят от:

- наличия внешнего хранилища навоза;
- затрат к привязке к энерго- и теплосети;
- расходов на строительство дорог и освоение участка;
- оснащенности установки;
- поведения коммуникаций канализации и водоснабжения и т.д.

С 2011 года в Чеченской Республике планируется начало строительства установок по переработке отходов и выработке биогаза. Наиболее перспективным представляется строительство подобных установок на крупнейших птицефабриках республики: ГУП «Птицефабрика Ачхой-Мартановская», ГУП «Птицефабрика Северо-Кавказская», ГУП «Птицефабрика Староюртовская» с переработкой отходов 435 т./сутки. Развитие молочно-товарного животноводства в Чеченской Республике находится в стадии восстановления. Планируется строительство установок по переработке отходов животноводства на базе производств ГУП «Госхоз Шалинский», ГУП «Госхоз Иласханюртовский», ГУП «Госхоз Загорский» мощностью переработки общей мощностью переработки 36 т./сутки.

**Таблица 4.5. Показатели переработки отходов животноводства и птицеводства**

Параметры	Ед. изм.	Прогноз по годам						
		2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Переработка отходов КРС	тыс./т.	3/6570,0	3/13140	4/15530	4/17520	5/19710	5/21900	5/21900
Переработка отходов птицеводства	тыс. т.	3/21900,0	3/43800	4/51100,0	4/58400,0	5/65700,0	73000	73000
Выработка электроэнергии	тыс. кВт·ч	2134,2	4268,4	4979,8	5691,2	6402,6	7114,0	7114,0
Выработка тепла	тыс. Гкал	1,245	2,349	2,740	3/32	3,594	3,915	3,915
Производство минеральных удобрений	тыс. т.	9,12	54,75	62,65	73,00	63,87	91,25	91,25
Объемы финансирования:	млн. руб.	120,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0

\*числитель кол-во производств



### **Использование биогаза в фермерских хозяйствах**

Значительное количество (более 80%) КРС в Чеченской Республике содержится в частном секторе и фермерских хозяйствах. Подсчеты показывают, что в сельских местах производство биогаза может считаться рентабельным при наличии 20 коров или 3500 кур.

Для примера, биогазовый модуль "БИОЭН-1", выпускаемый в Москве, вырабатывает до 40 кубометров газа в сутки, до 230 кВт·ч/сутки тепловой энергии, до 80 кВт·ч/сутки электроэнергии. Модуль может собираться в батареи из 2-х 3-х и 4-х комплектов для обработки отходов: а) от 50, 70, 100 голов крупного рогатого скота; б) от 5000, 7500 и 10000 голов птицы. Модуль работает в Московской области, Украине, Казахстане.

### **Характеристики биогазового модуля:**

#### **1. Производительность**

- количество перерабатываемых отходов при влажности 85% - до 1,0 т/сутки;
- выход по биогазу – до 40,0 куб.м./сутки (эквивалент 28 кг топочного мазута в сутки);
- количество вырабатываемых органических удобрений – до 1,0 т/сутки;
- эквивалент по электрической энергии – до 80,0 кВт·ч/сутки;
- расход тепла на собственные нужды в % от вырабатываемого – не более 30,0.

#### **2. Комплектация**

- 2 биореактора-метантенка с общим рабочим объемом 10 куб.м.;
- 2 газгольдера с общим объемом 6 куб.м.;
- оборудование для подготовки и механической загрузки сырья.

#### **3. газоиспользующее оборудование:**

- газовый водогрейный котел (типа АОГВ);
- электрогенератор на биогазе мощностью от 0,5кВт и более;
- бытовая газовая плита на биогазе;
- инфракрасные газовые горелки.

#### **4. Продукты**

Биогаз – содержит 60% метана, 40% углекислого газа, не содержит сероводорода, теплотворная способность 20-22 тыс.кДж/куб.м.. Используется в любых бытовых газовых приборах.

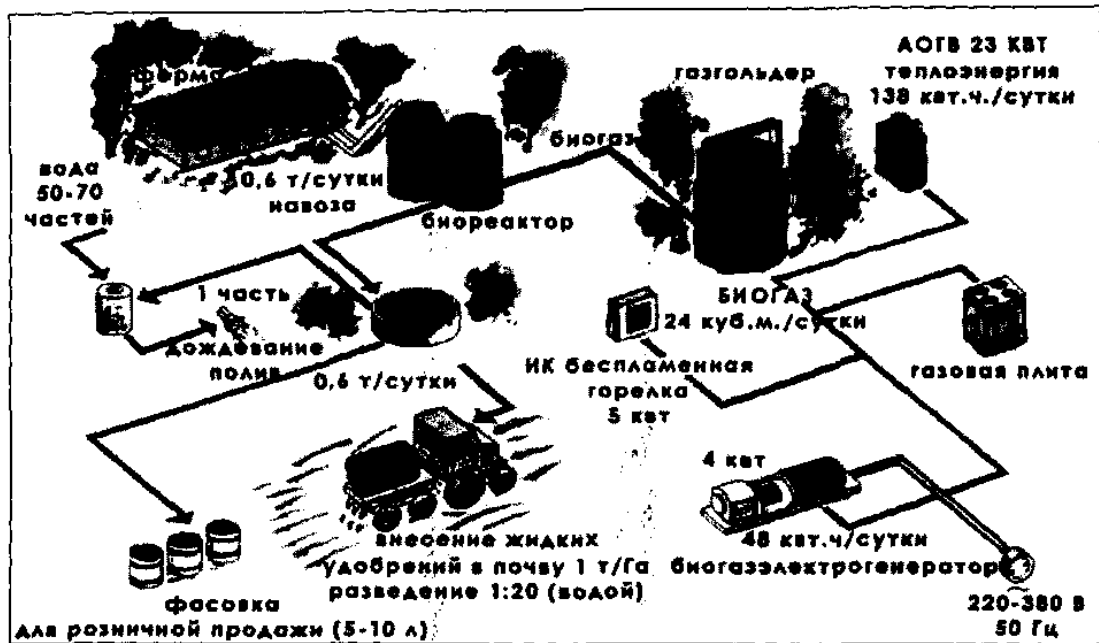


Рис. 4.7. Биоэнергетическая установка на основе блок-модуля БИОЭН-1 (Агропромфирма «Искра» д. Поярково Московской области)



Рис. 4.8. Биореактор-метатенк и газгольдер теплоэлектростанции АБЭУ 20 с установленной электрической мощностью - 3,3. кВт и тепловой - 7,1 кВт ( пос. Горелое Тамбовской области)

Тепловая энергия – горячая вода (70-90 град.С) для отопления бытовых и производственных помещений площадью 120-150кв.м.

Электрическая энергия – переменный ток 220-380В, 50Гц. При возможности выработки до 80 кВтч/сутки потребности в электроэнергии составляют:

- для 3-х разовой механической дойки 25 голов КРС - 8-10 кВт·ч;

Подпрограмма «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии»

- для семьи из 5-6 человек, имеющей 2 холодильника, 2 телевизора, 10 ламп накаливания по 100 Вт каждая и другие электроприборы периодического пользования: зимой – 8 кВт·ч, летом – 4 кВт·ч.

Удобрения – экологически чистые, органические, жидкие, не содержащие патогенной (болезнетворной) микрофлоры, нитратов и нитритов, яиц гельминтов, семян сорняков, специфических фекальных запахов. 1 литр таких удобрений по своей эффективности на растение эквивалентен приблизительно 100 кг навоза или помета. Применяется под все сельскохозяйственные культуры, на любых почвах, во всех климатических зонах. Годовая производительность «БИОЭН-1» по удобрениям – 360т, что достаточно для обработки 360 га угодий в год.

5. Вес и габариты

Вес всего оборудования без сырья 12-14 т, занимаемая площадь 25-30 кв.м. Транспортируется на 2-х а/м КАМАЗ или ЗИЛ с полуприцепом.

6. Изготовление и монтаж

Биореакторы и газгольдеры изготавливаются из листовой углеродистой стали 3-4 мм.

Комплектуемое оборудование – газоводогрейный котел, электрогенератор, инфракрасная газовая горелка, газовая плита – выпускаются серийно отечественными заводами.

Монтаж занимает 5-7 суток, выход на рабочий режим 3-5 суток.

7. Срок эксплуатации – 10 лет, процесс непрерывный

8. Окупаемость оборудования

От 0,5 до 1 года за счет реализации удобрений или получения дополнительного урожая (без учета дополнительного эффекта за счет вырабатываемого топлива).

9. Стоимость

Без учета газоиспользующего оборудования, с НДС – 14 800 у.е

В целях стимулирования широкого использования биогазовых технологий в небольших сельскохозяйственных предприятиях необходимо разработать механизм их реализации на республиканском уровне. Разработать и принять в Чеченской Республике Программу использования биогаза в сельском хозяйстве.

Разработать методы финансовой поддержки предпринимательских проектов для внедрения биогазовых технологий.

### Литература

1. Атлас ветрового и солнечного климатов России/ Под ред. Борисенко М.М., Стадник В.В. СПб.:РГО, 1997. 173 с.
2. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. М.: Колос, 2008. 196 с.
3. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К. Солнечная энергетика. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 276 с.
4. Джимо Б. Оценка возобновляемых источников энергии Нигерии// Естественные и технические науки, 2007. № 5. С.248-254.
5. Кузык Б.Н. Вызов XXI века: энергоэкологический кризис и альтернативная энергетика. М.: Институт экономических стратегий, 2007. 76 с.
6. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. СПб.: СЗТУ, 2003. 79 с.
7. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии / Под ред. Виссарионова В.И. М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 144 с.
8. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Ч.1- 6. Вып. 13. Л.: Гидрометиздат, 1990. 724 с.
9. Ресурсы и эффективность использования ВИЭ в России / под. ред. Безруких П.П. СПб.: Наука, 2002. 314 с.
10. Ресурсные, социально-экономические и экологические аспекты промышленного использования торфа, биомассы и других нетрадиционных возобновляемых источников энергии в России на перспективу до 2020 года/ Комитет Государственной Думы по природным ресурсам и природопользованию. – Режим доступа: <http://www.duma.gov.ru/cnature/>.
11. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям)/ Под ред. Безруких П.П. М.: ИАЦ Энергия, 2007. 272 с.
12. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. М. Энергоатомиздат. 1990. 392 с.
13. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии. Новосибирск: Издательство НГТУ, 2007. 432 с.
14. Хромов С.П., Петросянц М.А. Метеорология и климатология. М.:МГУ, 2006. 582 с.
15. Шашко Д.И. Агроклиматические ресурсы СССР. Л.: Гидрометеоздат, 1985. 247 с.
16. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. М.: Энергоатомиздат, 1983.
17. Энциклопедия климатических ресурсов Российской Федерации/ Под ред. Кобышева Н.В., Хайрулина К.Ш. СПб.: Гидрометиздат, 2005. 319 с.
18. Янговский Е.И. Потоки энергии и эксергии. -М.: Наука, 1988. - 144 с.
19. [www.windpower.ru](http://www.windpower.ru)
20. [www.rawi.ru](http://www.rawi.ru)
21. [www.courier.com.ru](http://www.courier.com.ru)
22. [www.minenergo.gov.ru](http://www.minenergo.gov.ru)

---

Приложение №4  
к Программе развития энергетики  
Чеченской Республики  
на период до 2030 года

**Том IV. ПОДПРОГРАММА «КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД»**

## **АННОТАЦИЯ**

В данном отчете представлены результаты по подпрограмме "Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 года", разработанной в рамках проекта «Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.». Рассмотрены вопросы обоснования необходимости разработки программы, сроки и этапы реализации программы, ресурсное обеспечение и оценка эффективности реализации программы. В отчете выполнена оценка ресурсной базы геотермальных вод Чеченской Республики.

На основе разработанной подпрограммы предлагаются два инвестиционных предложения:

- 1.«Создание геотермального производства на базе Ханкальского месторождения»;
- 2.«Энергобиологический комплекс на базе геотермальных месторождений Чеченской Республики».

Текст-176 стр., таблиц-58, рис.-32.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Паспорт</b>	<b>7</b>
<b>Подпрограмма «Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 г.»</b>	<b>10</b>
1. Общие положения	10
1.1. Обоснование необходимости разработки Подпрограммы	10
1.2. Топливо-энергетический баланс Чеченской Республики, потенциал использования геотермальных вод	11
1.3. Характеристика проблемы	11
1.4. Цели и задачи Подпрограммы	16
1.5. Сроки и этапы реализации Подпрограммы	19
1.6. Потенциал геотермальных вод Чеченской Республики	20
1.7. Механизмы и правовое обеспечение реализации Программы	26
1.8. Ресурсное обеспечение целевой программы	26
1.9. Оценка эффективности реализации Подпрограммы	27
1.10. Перечень программных мероприятий	28
2. Оценка ресурсной базы геотермальных вод Чеченской Республики	32
2.1. Общая характеристика района работ	32
2.2. Краткая геологическая и гидрогеологическая характеристика перспективных термоводоносных комплексов	33
2.3. Состояние разведанных запасов геотермальных вод	39
2.4. Основные технические решения и рекомендации по использованию геотермальных вод Ханкальского месторождения	46
2.5. Характеристика фонда эксплуатационных скважин	49
2.6. Запасы геотермальных вод на территории г. Грозного	52
2.7. Качество геотермальных вод и возможные схемы их	

	использования	52
2.8.	Расчет тепловой мощности месторождения	53
2.9.	Эффективность применения тепловых насосов	57
2.10.	Оценка экологической эффективности	58
2.11.	Оценка возможности строительства бинарных электростанций на месторождениях Чеченской Республике	58
	<b>Выводы</b>	65
	<b>Список литературы</b>	66
	<b>Приложение А</b>	69
	<b>Инвестиционное предложение «Создание геотермального производства на базе Ханкальского месторождения»</b>	70
1.	Общие положения	70
1.1.	Цель и основные задачи проекта	70
1.2.	Обоснование соответствия решаемых задач приоритетам социально-экономического развития Российской Федерации и ее регионов	70
2.	Оценка ресурсов термальных вод	71
2.1.	Общие сведения о районе, физико-химических и климатических условиях	71
2.2.	Краткие сведения о геологической и гидрогеологической изученности и промышленной разведке месторождения	71
2.3.	Характеристика фонда эксплуатационных скважин	74
2.4.	Запасы термальных вод по основным объектам разработки	77
2.5.	Разработка циркуляционной системы	78
2.6.	Анализ рынка сбыта намечаемой к выпуску продукции	83
3	Производственный план. Технологические решения	84
3.1.	Технологическая схема разработки и обоснование технических решений	84
3.2	Выбор и обоснование основного технологического	



	оборудования	92
3.3.	Оценка природоохранных мероприятий с учетом местных требований	97
4	Основные строительные решения	99
5.	Организационный план	105
6.	Финансовая и экономическая оценка эффективности инвестиций	106
6.1	Прогнозная производственная программа	106
6.2	Инвестиционные затраты	106
6.3	Производственные издержки и структура себестоимости продукции	109
6.4	Оценка эффективности инвестиций	111
6.5.	Бюджетная эффективность	112
7	Сводные технико-экономические показатели строительства опытно-промышленного предприятия для извлечения ценных компонентов	127

## **Приложение Б**

### **Инвестиционное предложение «Энергобиологический комплекс на базе геотермальных месторождений Чеченской Республики»**

		131
1.	Общие положения	131
1.1.	Цель и основные задачи проекта	131
1.2.	Обоснование соответствия решаемых задач приоритетам социально-экономического развития Российской Федерации и ее регионов	131
1.3.	Основные ожидаемые результаты реализации инвестиционного проекта	131
1.4.	Сметная стоимость проекта (в ценах на II кв. 2010 г.)	132
1.5.	Форма предоставления государственной поддержки	132

1.6.	Обоснование невозможности реализации инвестиционного проекта только за счет собственных средств заявителя	132
1.7.	Форма реализации инвестиционного проекта	132
1.8.	Количественные критерии эффективности инвестиционного проекта (в ценах на II кв. 2010 г.)	133
2.	Описание проекта	134
3.	Оценка экологической эффективности	136
4.	Программа реализации проекта	137
5.	Предварительные экономические характеристики проекта	138
5.1.	Условия, принимаемые для расчетов	138
5.2.	Результаты расчетов	153
5.3.	Оценка рисков инвестиций	166
	<b>Заключение</b>	<b>174</b>

## ПАСПОРТ

### подпрограммы «Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 года»

Наименование подпрограммы	"Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 года"
Основание для разработки подпрограммы	Госконтракт № 11 от 26.05.2010 г. на разработку "Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года"
Государственный заказчик подпрограммы	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Цель подпрограммы	<p>Выявление экономически обоснованных направлений вовлечения в топливно-энергетический комплекс Чеченской Республики геотермальных ресурсов с целью энергосбережения;</p> <p>Восстановление бездействующего фонда геотермальных скважин с целью теплофикации населенных пунктов и районов Чеченской Республики;</p> <p>Оценка экономической эффективности и роли геотермальных источников в покрытии топливно-энергетического баланса Чеченской Республики;</p> <p>Реализация приоритетных инвестиционных проектов за счет расширения использования разведанных и прогнозных ресурсов геотермальных вод;</p> <p>Содействие исполнению обязательств Российской Федерации по международным соглашениям в области экологии и охраны окружающей среды в рамках Киотского протокола.</p>

Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 г.

<p>Основные задачи подпрограммы</p>	<p>Оценка теплоэнергетического потенциала геотермальных месторождений Чеченской Республики и возможного вклада геотермальных вод в топливно-энергетический баланс региона;</p> <p>Разработка технических решений по использованию геотермальных вод на 2011-2015 гг. и на перспективу до 2030 г. и оценка экономической эффективности;</p> <p>Разработка мероприятий по реконструкции существующего фонда скважин и строительству новых объектов геотермального теплоснабжения;</p> <p>Содействие в осуществлении республиканских программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.</p>
<p>Основные разработчики подпрограммы</p>	<p>Комплексный научно-исследовательский институт РАН</p>
<p>Сроки и этапы реализации подпрограммы</p>	<p>Подпрограмма реализуется с 2011 по 2030 год в 2 этапа: Первый этап: 2011-2015 годы Второй этап: 2016-2030 годы</p>
<p>Основные мероприятия подпрограммы</p>	<p>Технико-экономическая оценка использования геотермальных ресурсов Чеченской Республики, определение перспективных месторождений и первоочередных объектов для освоения ресурсов геотермальных вод</p>
<p>Объемы и источники финансирования подпрограммы</p>	<p>На реализацию подпрограммы требуется 4749 млн. руб., в том числе: 1424,7 млн. руб. - за счет средств федерального и регионального бюджета и 3324,3 млн. руб. - за счет собственных средств учредителей проекта</p>
<p>Новизна научно-технической разработки</p>	<p>Выявление ресурсного потенциала и перспектив вовлечения геотермальных вод в топливно-энергетический баланс Чеченской Республики и возможности замещения органического топлива, что обеспечит развитие региональных возобновляемых источников и получение дополнительных доходов всеми участниками энергетического рынка.</p>

<p>Ожидаемые конечные результаты реализации подпрограммы</p>	<p>Реализация подпрограммы позволит обеспечить:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание геотермальной подотрасли в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики.</li> <li>2. Увеличение производства теплоэнергии за расчетный период (2012-2030гг.) на 18763 тыс. Гкал.</li> <li>3. Коммерческий доход участниками проекта – 6650 млн. руб., с учетом дисконта -1382 млн. руб.</li> <li>4. Бюджетный эффект за счет налогов в консолидированный бюджет за расчетный период – 4430,4 млн. руб., с учетом дисконта -1413 млн. руб.</li> <li>5. Снижение зависимости от поставок природного газа в объеме не менее 163 млн. куб. м/год.</li> <li>6. Сокращение выбросов в атмосферу парниковых газов в объеме - 300 тыс. т/год.</li> <li>7. Создание новых рабочих мест - 210 человек.</li> <li>8. Срок окупаемости мероприятий - 8 лет</li> <li>9. Разработку инновационных технологий эффективного использования потенциала геотермальных вод.</li> </ol> <p>Результаты работы могут быть использованы при формировании инвестиционной политики в отношении развития геотермии и газоснабжения, и оптимизации регионального топливно-энергетического баланса.</p> <p>Внедрение результатов ТЭО планируется осуществить в ГУП "Геотермальные воды" и другие заинтересованные организации.</p>
<p>Организация контроля за реализацией подпрограммы</p>	<p>Контроль за исполнением подпрограммы осуществляет Департамент энергетики Министерства промышленности и энергетики Чеченской Республики</p>

**ПОДПРОГРАММА**  
**«КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ**  
**ВОД ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ НА ПЕРИОД ДО 2030 г.»**

**1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**1.1 Обоснование необходимости разработки Подпрограммы**

Россия уже сделала первые важные шаги в направлении понимания важности использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Принципиально важным документом стал Указ Президента России от 4.06.2008 г. № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики", который предусматривает выделение ассигнований на реализацию пилотных проектов в области ВИЭ.

Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р определило основные направления государственной политики в области развития электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 года.

Согласно Энергетической стратегии России к 2020 г. планируется увеличить долю возобновляемых источников в производстве электроэнергии до 4,5 % без учета крупных ГЭС, и до 19-20 % с учетом последних.

Предусматривается увеличение доли использования ВИЭ до 1,5 % к 2010 г., до 2,5 % - к 2015 г. и до 4,5 % к 2020 г., что составляет около 80 млрд. кВтч выработки электроэнергии в 2020 г. при 8,5 млрд. кВтч в настоящее время, что потребует привлечения 14 млрд. \$ целевых инвестиций.

В рамках Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" также предусматриваются меры по развитию ВИЭ в сфере теплоснабжения. Производство тепловой энергии на основе использования ВИЭ увеличится с 63 млн. Гкал в 2010 году до 121 млн. Гкал в 2020 году.

В настоящее время Комитетом Госдумы по энергетике разрабатывается проект федерального закона об использовании возобновляемых источников

энергии, а также пакет поправок, стимулирующих развитие энергетики на ВИЭ.

Завершен подготовительный этап реализации проекта Глобального экологического фонда "Российская программа развития возобновляемых источников энергии", финансирование которого будет осуществлено на паритетных началах.

Завершается проект TACIS "Возобновляемые источники энергии и реконструкция ГЭС малых мощностей". Начат подготовительный этап по реализации проекта ЕЭК ООН "Разработки энергетического сектора ВИЭ в Российской Федерации и странах СНГ" и ряд других проектов.

### **1.2 Топливо-энергетический баланс Чеченской Республики, потенциал использования геотермальных вод**

Топливо-энергетический баланс Чеченской Республики представлен в таблице 1.1. Из таблицы видно, что сегодня значительная часть потребляемых в республике энергоресурсов (природный газ, электроэнергия) ввозятся из других регионов.

Всего потребляется около 2,6 млн. т.у.т/год. При численности населения 1,25 млн. чел, на каждого жителя приходится 2 т.у.т/год, что в 3 раза меньше, чем в среднем по России.

Расчеты показывают, при намеченных в Подпрограмме объемах использования геотермальных вод, доля геотермальной составляющей в топливо-энергетическом балансе республики составит 2,5 % к 2015 году и 15 % к 2030 году.

### **1.3 Характеристика проблемы**

В "Стратегии социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года", утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2010 г. № 1485-р,

использованию геотермальных вод в Чеченской Республике уделяется значительное внимание.

"В части освоения термального потенциала необходима реализация мероприятий по теплофикации населенных пунктов и районов г. Грозного за счет использования термальных вод на базе действующего фонда скважин", - говорится в документе.

Это является важным стимулом для принятия мер по вовлечению в хозяйственный оборот также бездействующего фонда скважин, которых в республике насчитывается 58 скважин (таблица 1.2).

На территории Северо-Кавказского федерального округа расположено более 70 процентов запасов геотермальных вод Российской Федерации (таблица 1.3).

Геотермальные теплоносители могут занять достойное место в решении проблем теплоснабжения энергетически дефицитных регионов страны, каким сегодня является Чеченская Республика.

Чеченская Республика действительно богата геотермальной энергией, по разведанным запасам геотермальных вод среди федеральных округов и субъектов Российской Федерации занимает третье место.

На территории Чечни имеются самые благоприятные условия для создания геотермальных циркуляционных систем (ГЦС), что подтверждается длительной эксплуатацией первой в СССР ГЦС созданной в Ханкальской долине в 1985 г.

Вопросами увеличения добычи геотермальных вод для нужд г. Грозного занимались различные организации, и имеется ряд законченных работ по этой проблеме, результаты которых также использованы в данной работе.



**Таблица 1.1. Производство и потребление топливно-энергетических ресурсов по регионам Юга России за 2005-2009 гг. (по данным Росстата)**

Регионы Юга России	Электроэнергия млн. кВтч		Теплоэнергия тыс. Гкал		Сжиженные газы, тыс. т		Нефть добытая, тыс. т		Газ горючий природный, млн. м <sup>3</sup>	
	2005 г.	2009 г.	2005 г.	2009 г.	2005 г.	2009 г.	2005 г.	2009 г.	2005 г.	2009 г.
<b>Производство</b>										
Республика Адыгея	98,9	91,1	898,1	822,8	-	-	-	0,3	72,6	13,1
Республика Дагестан	5050,0	5458,7	694,6	1582,2	-	-	318,9	191,6	672,9	327,0
Республика Ингушетия	-	-	-	-	-	-	123,1	62,3	-	-
Кабардино-Балкарская Республика	422,4	409,2	2251,9	2109,2	-	-	1,0	-	92,8	-
Республика Калмыкия	0,5	0,1	533,7	282,0	-	-	244,3	199,4	-	73,7
Карачаево-Черкесская Республика	215,3	1185,0	2028,5	1964,3	-	-	-	-	-	-
Чеченская Республика	-	1302,5	-	542,3	-	-	2200,0	1900,0	457,9	613,0
Краснодарский край	6697,4	6129,0	17042,3	13888,2	25,1	132,0	1622,0	1102,3	3052,6	3572,7
Ставропольский край	16481,6	16520,8	11833,0	10405,4	7,7	-	976,4	1005,5	444,1	225,3
<b>Потребление</b>										
Республика Адыгея	814,9	1199,4	1381,5	353,0	2,5	2,6	-	-	803	552,2
Республика Дагестан	3874,0	5136,1	1104,0	1203,6	14,8	6,1	-	-	2296	2634,0
Республика Ингушетия	421,6	531,0	161,4	130,6	0,02	0,8	-	-	22,2	523,2
Кабардино-Балкарская Республика	1379,3	1408,9	2068,1	1381,9	2,7	5,3	-	-	1368	1405,0
Республика Калмыкия	515,2	458,8	573,8	190,4	3,2	3,3	190	-	293	352,3
Карачаево-Черкесская Республика	1170,0	1175,7	2149,1	1251,0	5,8	5,5	-	-	905	897,5
Чеченская Республика	1498,0	2189,8	-	496,5	-	1,1	-	-	-	>2000
Краснодарский край	15921,5	19815,8	19875,4	12001,0	44,1	96,7	1142	80,0	8143	8189,0
Ставропольский край	8853,6	9883,5	11450,8	6974,4	75,8	405,0	-	-	11513	10634,0

\* Данные за 2008 год

Таблица 1.2. Фонд бездействующих скважин Ханкальского месторождения

Наименование площади	№ скважины	Эксплуатационный пласт	Эксплуатационный горизонт	Средняя глубина скважины, м	Средний дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Температура на устье, °С	Минерализация воды, г/л	Давление на устье скважины, МПа
Ханкала		XIII	к			9	1,2	0
Ханкальская		IV-VII	к			8	1,2	2
Ханкала		IV-VII	к			8	1,2	0
Ханкала		XIII	к			9	1,2	2
Ханкала		IX-X	к			8	1,2	2
Ханкала		XIII	к			9	1,2	2
Ханкала		XVI	ч			9	2,0	2
Ханкала		IV-VII IX-	к			9	1,5	2
Ханкала		IV-VII IX-	к			9	1,5	2
Ханкала		IV-VII IX-	к			9	1,5	2
Ханкала		XXII	ч			9	1,5	2
Ханкала		IX-X	к			8	1,2	2
Ханкала		XXII	к			9	1,5	0
Ново-Ханкальская		XXII	ч			9	1,5	2
Ново-Ханкальская		XIII	к			9	1,2	2
Ханкала		IV-VIII	к			9	1,2	0
Ханкала		XXII	ч			1	1,2	0
Ново-Ханкальская		XXII	ч			9	1,5	2
Ханкала		XXII	ч			1	1,5	0
Ханкала		XIII	ч			9	1,2	0
Ханкала		XIII	ч			8	1,2	0
Ханкала		XIII	ч			8	1,2	0
Ханкала		XXII	ч			1	1,2	0
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		XIII	к			9	1,2	2
Ханкала		XIII	к			9	1,2	2
Ханкала		XIII	к			9	1,2	2
Ханкала		XIII	к			9	1,2	2
Ханкальская		IV-VII	к			8	1,2	2
Ханкальская		I-XII	к			8	3,7	1
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		IV-VII IX-	к			8	1,2	0
Ханкала		XXII	ч			9	1,5	2
Итого:								

**Таблица 1.3. Запасы геотермальных вод по федеральным округам и субъектам Российской Федерации (по состоянию на 1.01.2010 г.)**

№п	Федеральный округ, субъект Федерации	Количество месторождений (участков)	Эксплуатационные запасы, подготовленные для промышленного освоения, тыс. м <sup>3</sup> /сутки					Температура теплоносителя на устье скважины, °С
			прогнозные	разведанные	утверждённые	используемые	резерв	
	2	3	4	5	6	7	8	9
	Республика Дагестан	12	258,1	86,200	39,300	10,4	75,800	75-104
	Камчатская область	10	452,0	77,600	67,766	34,3	43,345	82-96
	Чеченская Республика	14	129,36	64,680	14,060	н/д	64,680	82-108
	Краснодарский край	13	139,27	35,574	12,964	4,39	31,184	88-117
	Ставропольский край	4	48,20	12,200	2,900	1,00	11,20	97-119
	Республика Адыгея	3	30,00	8,980	4,980	2,10	6,880	71-86
	Карачаево-Черкесская Республика	1	14,40	6,800	4,800	0,40	6,400	50-95
	Кабардино-Балкарская Республика	2	115,1	5,300	-	0,05	5,250	62-67
	Чукотский АО	1	29,60	2,200	2,200	-	2,200	48-58
0	Магаданская область	1	7,100	0,135	0,135	-	0,135	59
	<b>Всего по РФ</b>	<b>61</b>	<b>1223,13</b>	<b>299,67</b>	<b>149,105</b>	<b>52,6</b>	<b>247,07</b>	

**Примечания:**

1. Прогнозные ресурсы определены для параметров теплоносителя 90–40 °С и при числе часов использования 4632 ч/год.
2. Энергетический потенциал разведанных запасов рассчитан исходя из нижнего предела температуры в 35 °С.



**Таблица 1.4. Индикативные технические показатели освоения ресурсов геотермальных месторождений Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и на перспективу до 2030 года**

Наименование показателей	Итого (2011- 2030)	в том числе		1-й этап					2-й этап														
		2011- 2015	2016- 2030	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Запасы геотермальных вод, м3/сутки	129360	31000	98360	31000					129360														
- разведанные, м3/сутки	64680	31000	33680	31000					64680														
- прогнозные, м3/сутки	64680	-	64680	-					64680														
2. Ввод скважин в эксплуатацию, шт.:	148	34	114			16	9	9	4	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
- существующие	58	34	24			16	9	9	3	4	5	6	6										
- новые	90	-	90						1	2	3	2	2	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
3. Фонд эксплуатационных скважин:	148	34	148			16	25	34	38	44	52	60	68	76	84	92	100	108	116	124	132	140	148
- добычные	74	20	74			10	15	20	19	22	26	30	34	36	42	46	50	54	58	62	66	70	74
- нагнетательные	74	14	74			6	10	14	19	22	26	30	34	36	42	46	50	54	58	62	66	70	74
4. Добыча геотерм. воды, тыс. м3/сутки	129	31	129			15,5	23,2	31	35,5	41,4	47,67	56,08	64,68	71,1	77,6	84,1	90,5	97	103,5	109,9	116,4	122,9	129,4
5. Число дней использования, сутки	250	159	250			159	159	159	180	185	190	195	200	205	210	215	220	225	230	235	240	245	250
6. Добыча геотермальной воды, тыс. м3	288786	11083	27770			2465	3689	4929	6403	7653	9057	1093	1293	1457	1629	1808	1991	2182	2380	2582	2793	3011	3235
7. Теплопродукция, тыс. Гкал	18763	720	18043			160	240	320	416	497	588	710	840	947	1059	1175	1294	1418	1547	1678	1815	1957	2102
8. Объем замещения топлива, тыс. т/т	3748	144	3604		-	32	48	64	83	99	117	142	168	189	211	235	258	283	309	335	363	391	420
9. Снижение выбросов CO2, тыс. т	6077	233	5844		-	51	77	103	134	161	190	230	272	307	343	380	419	459	501	543	588	634	681
10. Стоимость выбросов*, млн. руб.	2829	108	2721		-	24	36	48	62	75	88	107	127	143	160	177	195	214	233	253	274	295	317

Примечание; \*Дополнительный фактор эффективности

Таблица 1.5. Индикативные экономические показатели освоения ресурсов геотермальных месторождений Чеченской Республики на период 2011-2015 гг. и на перспективу до 2030 года

Наименование показателей	Итого (2011-2030)	в том числе		1-й этап					2-й этап															
		2011-2015	2016-2030	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
1. Теплопродукция, тыс. Гкал	18763	720	18043			160	240	320	416	497	588	710	840	947	1059	1175	1294	1418	1547	1678	1815	1957	2102	
2. Тариф на теплоэнергию, руб./Гкал	527,9				350	385	423,5	465,9	512,5	563,8	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2	620,2
3. Выручка (с НДС), млн. руб.	13488	369	13119			72,7	119,9	176,0	251,6	330,6	430,3	519,6	614,7	693,0	775,0	859,9	947,0	1037,7	1132,2	1228,0	1328,3	1432,2		
4. Ликвидационная стоимость ОФ, млн. руб.	3088	-	3088																					
Итого: приток капитала (пп.3-4)	16576	369	16207			72,7	119,9	176,0	251,6	330,6	430,3	519,6	614,7	693,0	775,0	859,9	947,0	1037,7	1132,2	1228,0	1328,3	1432,2		
5. Инвестиции, млн. руб.	4749	386	4363		146,6	75,1	75,7	88,3	147,7	207,2	176,6	177,1	363,5	363,9	364,3	364,7	365,2	365,7	366,1	366,6	367,2	367,7	0,0	
- ремонтно-восстановит. работы	630	336	294		146,6	73,3	73,9	42,0	56,0	70,0	84,0	84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- новое бурение	4050	45	4005					45,0	90,0	135,0	90,0	90,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	0,0	
- оборотный капитал	69	5	64			1,8	1,8	1,3	1,7	2,2	2,6	3,1	3,5	3,9	4,3	4,7	5,2	5,7	6,1	6,6	7,2	7,7	0,0	
6. Эксплуатационные издержки, млн. руб.	811	24	787			5,4	8,0	10,7	15,1	19,8	25,8	31,2	36,9	41,6	46,5	51,6	56,8	62,3	67,9	73,7	79,7	85,9	92,3	
7. Налог на отчисления, млн. руб.	4365	87	4278			5,0	24,7	47,4	78,6	99,6	123,4	166,2	201,5	205,2	227,1	270,0	303,5	338,3	374,3	410,8	448,7	487,9	527,8	
Итого: отток капитала (пп.5-7)	9925	497	9428		146	95,5	108,4	146,4	241,4	326,6	330,8	374,5	601,9	610,6	647,9	686,3	725,5	766,2	808,4	851,1	895,6	941,5	620,1	
Эффективность проекта:																								
8. Чистый доход (ЧД), млн. руб.	6539				-146	-22,8	11,5	29,6	10,2	4,1	99,5	145,1	12,8	82,4	127,1	173,6	221,4	271,5	323,8	376,9	432,7	490,7	4005,5	
9. Дисконтированный ЧД, млн. руб.	1392				-146	-20,7	9,5	22,2	7,0	2,5	56,2	74,5	6,0	34,9	49,0	60,8	70,5	78,6	85,3	90,2	94,2	97,1	720,6	
10. Дисконт. индекс доходности, отн. ед.	9,3																							
11. Внутренняя норма доходности, %	31,1																							
12. Поступления в бюджет, млн. руб.	4430,4	89,6	4340,8			15,6	25,5	48,5	80,1	101,3	130,5	168,7	204,5	208,5	240,8	274,1	308,0	343,2	379,7	416,6	455,0	494,7	535,1	
- налоги в составе себестоимости (ДПИ)	628,8	17,3	611,5			3,4	5,6	8,2	11,7	15,4	20,1	24,2	28,7	32,3	36,1	40,1	44,1	48,4	52,8	57,2	61,9	66,8	71,7	
- налог на имущество	559,8	11,6	548,2			2,7	3,9	5,0	7,4	9,9	13,3	16,1	18,8	24,8	30,6	36,2	41,5	46,7	51,6	56,3	60,8	65,1	69,3	
- налог на прибыль	1833,2	46,9	1786,3			8,9	15,2	22,8	34,4	46,1	60,7	73,2	86,9	97,3	107,1	117,5	128,3	139,9	152,2	164,8	178,3	192,5	207,1	
- НДС с учетом возмещения	1343,4	11,3	1332,1			0,0	0,0	11,3	25,1	28,2	34,4	52,7	67,2	50,8	63,3	76,3	89,5	103,4	117,8	132,4	147,7	163,6	179,7	
- подоходный налог	65,2	2,5	62,7			0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0	2,5	2,9	3,3	3,7	4,1	4,5	4,9	5,4	5,8	6,3	6,8	7,3	
13. Диск. бюджетный эффект, млн. руб.	1413	72	1341			14,2	21,1	36,4	54,7	62,9	73,7	86,6	95,4	88,4	92,8	96,1	98,1	99,4	100,0	99,7	99,0	97,9	96,2	
14. Количество рабочих мест, ед.	210	36	210			16	33	36	42	50	59	71	84	95	106	118	129	142	155	168	182	196	210	

### **1.5 Сроки и этапы реализации Подпрограммы**

Подпрограмма разработана до 2030 г. и состоит из двух этапов: 2011-2015 гг. и 2016-2030 гг.

Цель I этапа реализации Подпрограммы (2011-2015 годы) сводится к поиску источников финансирования, разработке проектно-сметной документации, осуществления ремонта и восстановления существующих скважин геотермального и нефтегазового фонда с целью создания полномасштабного геотермального производства на территории Чеченской Республики.

Позитивным результатом реализации Подпрограммы на I этапе является планомерное использование выводимых геотермальных ресурсов с доведением добычи до 31 тыс. м<sup>3</sup>/сутки и наращивание запаса и материально-технических ресурсов для перехода ко II этапу работ. При этом приоритет отдается наиболее крупному и наиболее изученному Ханкальскому месторождению.

Инвестиционная составляющая Подпрограммы на I этапе ее реализации незначительна и составляет 386 млн. руб. За счет этих инвестиций предполагается выполнение проектных работ по реконструкции 34 геотермальных скважин и проведение работ по модернизации инфраструктуры месторождения.

Цель II этапа Подпрограммы (2016-2030 гг.) – это переход к технологически более совершенным методам использования геотермальных вод с тепловыми насосами, обеспечивающими наиболее полное использование теплового потенциала. Инвестиционная емкость работ II этапа составляет 4363 млн. руб. При этом к 2020 году суточная добыча составит - 64,68 тыс. м<sup>3</sup>, к 2030 году - будет доведена за счет привлечения прогнозных ресурсов до 130 тыс. м<sup>3</sup>.

На II этапе будут в полной мере функционировать финансово - экономические и организационные механизмы энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Большое внимание на этом этапе будет уделено реализации высокодоходных инвестиционных проектов - "Создание геотермального производства на базе Ханкальского месторождения" и "Энергобиологический комплекс на базе разведанных геотермальных месторождений Чеченской Республики".

Инвестиционный проект "Энергобиологический комплекс на базе разведанных геотермальных месторождений Чеченской Республики" направлен на производство экологически чистых ценных продуктов питания (товарные осетровые, ранние овощи, мясо птицы, зеленые микроводоросли) с использованием природного потенциала геотермальных вод.

Технические мероприятия, реализуемые Подпрограммой, позволят достичь годовой экономии топлива к 2015 году в объеме 64 тыс. т.у.т/год, к 2020 году – 168 тыс. т.у.т/год, суммарная экономия топлива в 2011-2015 гг. составит 144 тыс. т.у.т, в 2016-2030 гг. – 3604 тыс. т.у.т, а за весь период (2013-2030 гг.) – 3748 тыс. т.у.т.

### **1.6 Потенциал геотермальных вод Чеченской Республики**

Юг России не имеет достаточных запасов органического топлива и гидроэнергии для полного удовлетворения возрастающих запросов экономики и социальной сферы в энергоносителях. Недостаток восполняется импортом природного газа из основных газодобывающих районов страны. Эта проблема весьма актуальна и для Чеченской Республики.

Вместе с тем большой потенциал геотермальных вод выявленных в Чеченской Республике остается невостребованным и не играет существенной роли в топливно-энергетическом балансе.

Как выше было отмечено, по запасам геотермальных вод для теплоснабжения Чеченская Республика занимает третье место в Российской Федерации, уступая только Дагестану и Камчатской области.

Разведанные выводимые запасы геотермальных вод 14 месторождений Чеченской Республики составляют 64,68 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. В настоящее время



только по двум месторождениям имеются утвержденные в ГКЗ запасы в объеме 16,25 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (Ханкальское - 15,1 тыс. м<sup>3</sup>/сутки и Гойтинское - 1,150 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), что составляет - 25,1 % от разведанных запасов.

Таким образом, имеющиеся запасы геотермальных вод представляют реальный промышленный интерес для воссоздания геотермального комплекса Чеченской Республики. Имеющиеся геотермальные ресурсы и наличие неудовлетворенного спроса на тепло- и горячую воду (отопление, горячее водоснабжение, теплоснабжение теплиц, рыборазведение и пр.) гарантируют геотермальной подотрасли полный сбыт всей производимой теплопродукции и высокую эффективность хозяйственной деятельности.

Для освоения геотермальных ресурсов Чеченской Республики необходимо выполнить ряд первоочередных научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ по созданию объектов геотермального производства.

Наиболее эффективным является Ханкальское месторождение, расположенное в 8-10 км юго-восточнее столицы Чеченской Республики - г. Грозного.

История гидрогеологической и геологической изученности Ханкальского месторождения неразрывно связана с разведкой и разработкой Октябрьского нефтяного месторождения. Еще в 20-е годы были получены мощные фонтаны термальной воды на 28-32 промысловых участках Октябрьского месторождения. Наиболее мощный фонтан дебитом 2500 м<sup>3</sup>/сутки при устьевой температуре 96 °С был получен в 1928 г. из скважины 1-28.

По мере сокращения отборов нефти из карагано-чокракских залежей и обводнения скважин создавалась возможность использовать обводнявшиеся нефтяные скважины для добычи термальных вод. Для этой цели были отремонтированы скважины нефтяного фонда (8-32, 27-32, 10-28 и 33-28) и пробурены специальные скважины (1-Т, 2-Т, 3-Т, 13-Т).

Таким образом, был организован Ханкальский термоводозабор, который вошел в опытно-промышленную разработку в 1966 году.

В дальнейшем термоводозабор расширялся за счет бурения новых скважин (4-Т, 6-Т, 5-Т и 14-Т).

В семидесятые годы институтом "ВНИПИгаздобыча" проведена детальная разведка месторождения, подсчитаны фильтрационные параметры пластов, оценены и утверждены в ГКЗ СССР эксплуатационные запасы термальных вод.

Результаты оценки прогнозных ресурсов термальных вод по регионам России приведены в таблице 1.6.

Систематические отборы термальной воды начаты в 1974 году. Всего на Ханкальском водозаборе имелось 12 действующих эксплуатационных скважин, из которых одна (13-Т) длительное время находится в консервации.

На территории г. Грозного и его пригородов расположены, помимо Ханкальского месторождения Старопромысловское, Старосунженское и Гойтинское. Кроме того, на территории республики есть еще ряд термальных водозаборов, на балансе которых состоят эксплуатационные запасы термальных вод.

Ниже дана краткая характеристика возможности увеличения разведанных запасов геотермальных месторождений с учетом применения ГЦС-технологии.

Потенциал роста геотермального производства по перспективным регионам России в сопоставлении с объемами газопотребления приведен в таблице 1.7. Производство и потребление газа, приведено по данным Росстата за 2009 г.

Рассмотрены три ступени роста геотермального теплопроизводства, соответствующие используемым запасам теплоэнергетических вод, их разведанным запасам и прогнозным ресурсам освоенных месторождений на режиме поддержания пластового давления.

Таблица 1.6. Ресурсы геотермальных вод перспективных регионов России

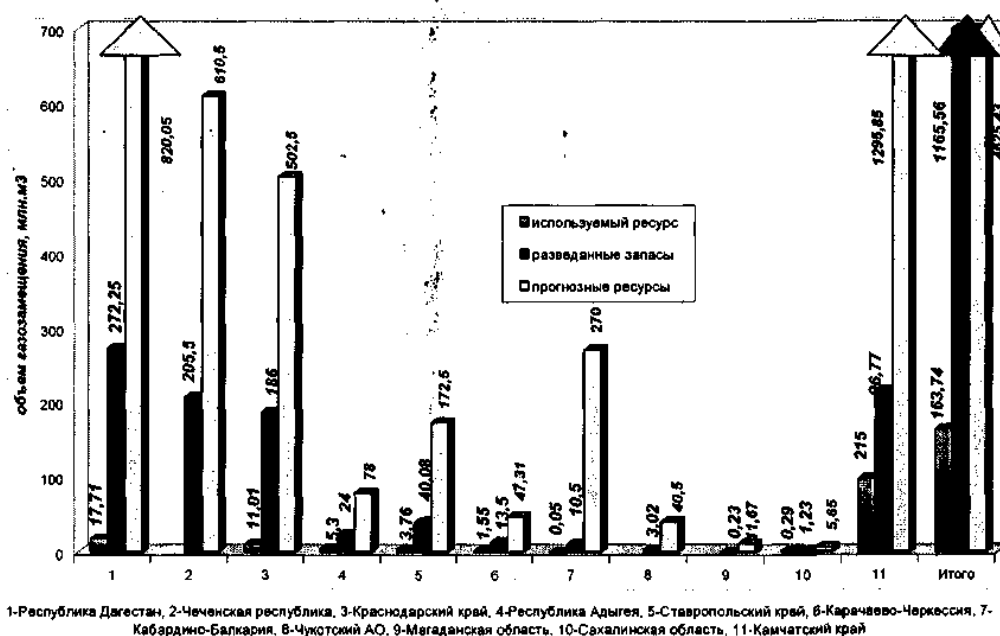
№ пп	Наименование месторождений (площади)	Запасы, тыс. м <sup>3</sup> /сутки			Прогнозные ресурсы тыс. м <sup>3</sup> /сутки
		Используемые	Утвержденные в ГКЗ	Разведанные	
1	Республика Дагестан	14,587	39,3	86,2	258,1
2	Чеченская Республика		14,06	64,68	192,11
3	Краснодарский край	3,249	23,491	46,101	139,27
4	Республика Адыгея	1,913	4,98	8,98	30
5	Ставропольский край	0,78	2,9	12,2	48,2
6	Карачаево-Черкесская Республика	0,941	5,67	5,67	14,4
7	Кабардино-Балкарская Республика	0,05	5,3	5,3	115,1
	<b>Всего по Югу России</b>	<b>21,52</b>	<b>95,701</b>	<b>229,131</b>	<b>797,18</b>
8	Чукотский автономный округ		2,2	2,2	29,6
9	Магаданская область		0,135	0,135	7,1
10	Сахалинская область пароводяная смесь, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	3,244	13,712	13,712	62,762
11	Камчатский край	тыс. т	тыс. т	тыс. т	тыс. т
	- термальная вода, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	33,275	71,738	74,589	452,0
	- пароводяная смесь, тыс. т/сутки	62,411	114,572	119,756	650,0
	<b>Итого:</b>				
	- термальная вода, тыс. м <sup>3</sup> /сутки	<b>54,795</b>	<b>169,774</b>	<b>306,055</b>	<b>1285,88</b>
	- пароводяная смесь, тыс. т/сутки	<b>65,655</b>	<b>128,284</b>	<b>133,468</b>	<b>712,762</b>

Соответствующий потенциал теплопроизводства рассчитан исходя из круглогодичного использования ресурсов при среднемаксимальной величине сработки температурного потенциала до 30 °С. На рис. 1.2 показан возможный объем газозамещения геотермальными ресурсами по 11 субъектам Российской Федерации, где уже разведано 73 месторождения.

**Таблица 1.7. Потенциальные значения производства геотермальной энергии и объемов газозамещения по разведанным месторождениям**

Наименование района,	Газ горючий природный, млн. м <sup>3</sup> /год		Запасы, прогнозы термальных вод		Потенциал тепло-производства		Современный и возможный объем газозамещения	
	Производство	Потребление	Категории: ИЗ* РЗ** ПР***	Велич. тыс.м <sup>3</sup> /сут. тыс. т/сут.	тыс. Гкал/год	тыс. т.у.т/год	млн. м <sup>3</sup> /год	% (от потребления газа за 2009г.)
Республика Дагестан	3270	2634	ИР	14,587	118,057	21,25	17,71	0,67
			РЗ	86,2	1815	326,70	272,25	10,34
			ПР	258,1	5467	984,06	820,05	31,13
Чеченская Республика	-	77,2	ИР	-	-	-	-	-
			РЗ	64,68	1370	246,60	205,50	266,19
			ПР	192,11	4070	732,60	610,50	790,80
Краснодарский край	3572,7	8189	ИР	3,249	73,419	13,22	11,01	0,13
			РЗ	46,101	1240	223,20	186,00	2,27
			ПР	139,27	3350	603,00	502,50	6,14
Республика Адыгея	13,1	552,2	ИР	1,913	35,349	6,36	5,30	0,96
			РЗ	8,98	160	28,80	24,00	4,35
			ПР	30	520	93,60	78,00	14,13
Ставропольский край	385,3	10634	ИР	0,78	25,074	4,51	3,76	0,04
			РЗ	12,2	267,2	48,10	40,08	0,38
			ПР	48,2	1150	207,00	172,50	1,62
Карачаево-Черкесская Республика	-	897,5	ИР	0,941	10,331	1,86	1,55	0,17
			РЗ	5,67	90	16,20	13,50	1,50
			ПР	14,4	315,4	56,77	47,31	5,27
Кабардино-Балкарская Республика	-	1405	ИР	0,05	0,344	0,06	0,05	0,00
			РЗ	5,3	70	12,60	10,50	0,75
			ПР	115,1	1800	324,00	270,00	19,22
Итого по Югу России:		24 388,9	ИР	21,52	262,574	47,26	39,39	0,16
			РЗ	229,131	5012,2	902,20	751,83	3,08
			ПР	797,18	16672,4	3001,03	2500,86	10,25

\* Используемые ресурсы; \*\* Разведанные запасы; \*\*\* Прогнозные ресурсы



**Рис. 1.2. Потенциал газозамещения геотермальными ресурсами по перспективным регионам России**

Современный объем замещения природного газа геотермальным теплом по Югу России весьма незначителен и составляет около 0,16 % от общего объема газопотребления. Однако, уже при переходе к разведанным запасам геотермальных вод, возможный объем замещения природного газа в целом по региону возрастает более чем в двадцать раз и достигает 3,1 %. При этом по Чеченской Республике соответствующий показатель повышается до 10,3 %. Очевидно, что на этом переходе не потребуется больших затрат на новое бурение.

При следующем переходе - к освоению прогнозных ресурсов теплоэнергетических вод, оцененным на режиме с поддержанием пластового давления, возможный объем замещения природного газа геотермальным теплом возрастает до 10 и более % к уровню газопотребления в регионе за 2009 г.

По регионам дальнего Востока в настоящее время используется, в основном, привозное топливо (уголь, мазут), объем потребления природного газа незначительно. Поэтому реальный уровень экономии природного газа можно оценивать только в перспективе.

### **1.7 Механизмы и правовое обеспечение реализации Программы**

Нормативно-правовой базой обеспечения Подпрограммы является Федеральный закон "Об энергосбережении", Региональная целевая программа "Энергосбережение и повышение энергоэффективности в Чеченской Республике на 2009-2013 гг.", иные нормативные правовые акты Российской Федерации, в частности Указ Президента России от 4.06.2008 г. № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики", Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р, которыми определены основные направления государственной политики в области использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года и которые предусматривают выделение ассигнований на реализацию проектов ВИЭ.

### **1.8 Ресурсное обеспечение целевой программы**

Общий объем финансирования мероприятий Подпрограммы в течение 2011-2030 годов составляет 4749 млн. рублей, в т. ч. 1424,7 млн. руб. - за счет средств федерального и регионального бюджета и 3324,3 млн. руб. - за счет собственных средств учредителей проекта.

Финансирование мероприятий Подпрограммы из федерального бюджета предусмотрено Указом Президента России от 4.06.2008 г. № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики".

Средства федерального и республиканского бюджетов будут направлены на создание объектов инженерной инфраструктуры.

После принятия федеральных нормативно-правовых актов в сфере использования возобновляемых источников энергии может быть рассмотрен вопрос о компенсации расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии с использованием геотермальных вод.

Подпрограммой предусматривается оказание поддержки ГУП "Геотермальные воды" и другим организациям, реализующим геотермальные

проекты в Чеченской Республике. Поддержка может осуществляться в виде субсидий на возмещение части затрат по эксплуатационным расходам и на уплату части процентной ставки по кредитам, полученным в кредитных организациях, для реализации проектов в области геотермальной электроэнергетики. В состав капитальных вложений учтены затраты на предпроектные и проектные работы в сумме 328 млн. руб.

### **1.9 Оценка эффективности реализации Подпрограммы**

Реализация мероприятий Подпрограммы позволит:

- воссоздать геотермальную подотрасль в составе топливно-энергетического комплекса Чеченской Республики;
- увеличить производство теплоэнергии за расчетный период (2012-2030гг.) на 18763 тыс. Гкал;
- получить дополнительный доход участниками проекта – 6650 млн. руб., с учетом дисконта -1382 млн. руб.;
- получить бюджетный эффект за счет налогов в консолидированный бюджет за расчетный период – 4430,4 млн. руб., с учетом дисконта -1413 млн. руб.;
- снизить зависимость Республики от поставок природного газа в объеме не менее 163 млн. куб. м/год;
- уменьшить затраты республиканского бюджета на 10 процентов - на дотации по оплате за природный газ;
- снизить энергетическую зависимость республики;
- создать в республике 210 новых рабочих мест;
- повысить общий КПД системы теплоснабжения и оборудования;
- обеспечить ежегодное сокращение выбросов парниковых газов на 300 тыс.т и улучшить экологическую обстановку в республике;
- обеспечить разработку инновационных технологий эффективного использования потенциала геотермальных вод;
- срок окупаемости мероприятий – 7,9 года.

На рис. 1.3 и 1.4, приведены диаграммы потоков чистого дохода и чистого дисконтированного дохода в реальных деньгах.

Результаты работы могут быть использованы при формировании инвестиционной политики в отношении развития геотермии и газоснабжения, и оптимизации регионального топливно-энергетического баланса. Внедрение результатов ТЭО планируется осуществить в компании - ГУП "Геотермальные воды".

### **1.10 Перечень программных мероприятий**

Перечень мероприятий Подпрограммы представлен в таблице 1.8.

Мероприятия Подпрограммы, представляют собой подробный комплекс работ, взаимоувязанных по срокам выполнения, объемам финансирования, направлениям расходов и ожидаемым результатам.

Индикативные технические показатели освоения ресурсов геотермальных месторождений Чеченской Республики на период 2011-2015 годы и на перспективу до 2030 года приведены в таблице (см. таблицу 1.4). Уровень сработки температурного потенциала геотермальных вод принят 65 °С на весь период реализации Программы.



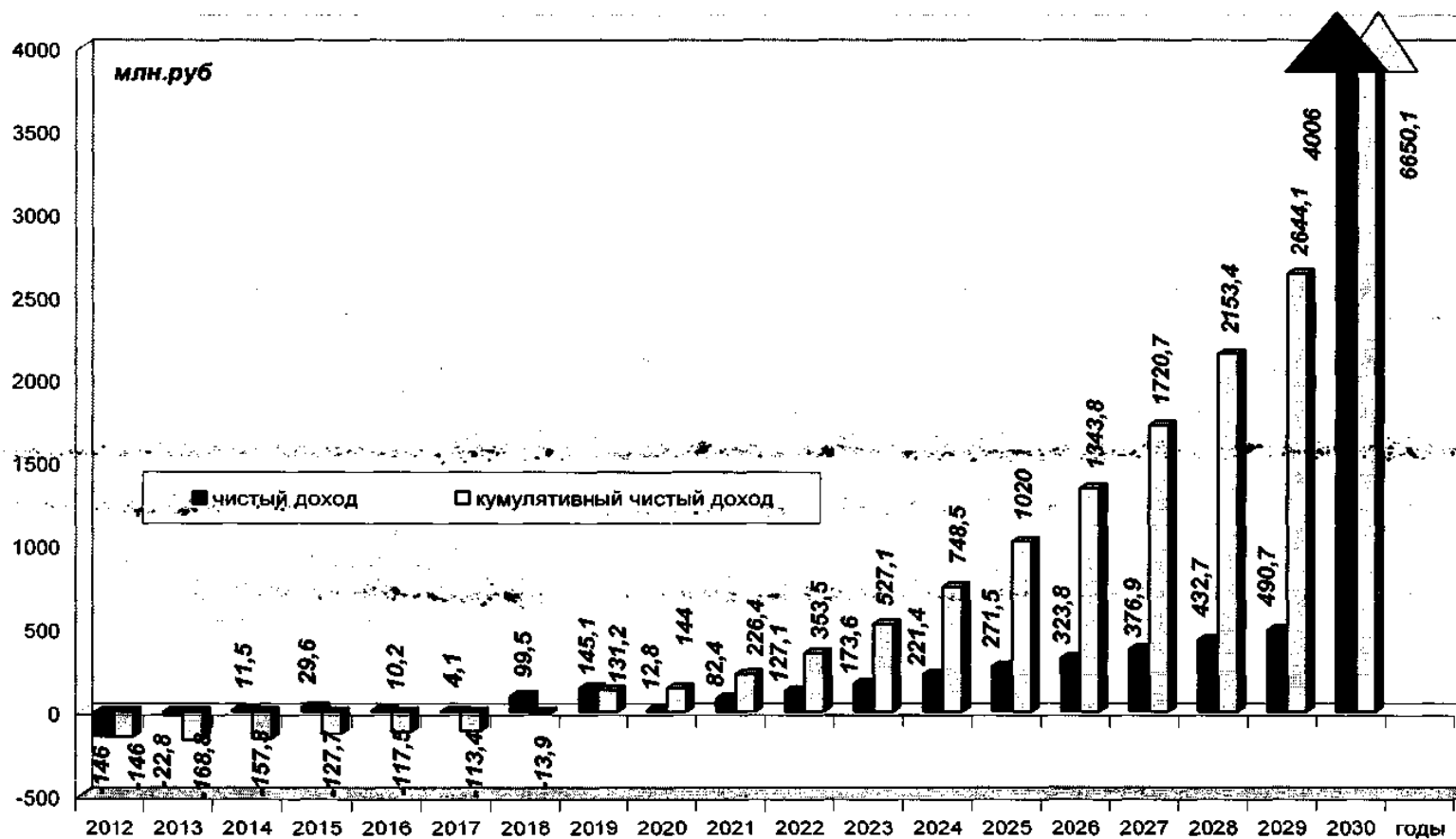


Рис. 1.3. Денежный поток чистого дохода программы освоения геотермальных ресурсов в Чеченской Республике за 2012-2030 гг.

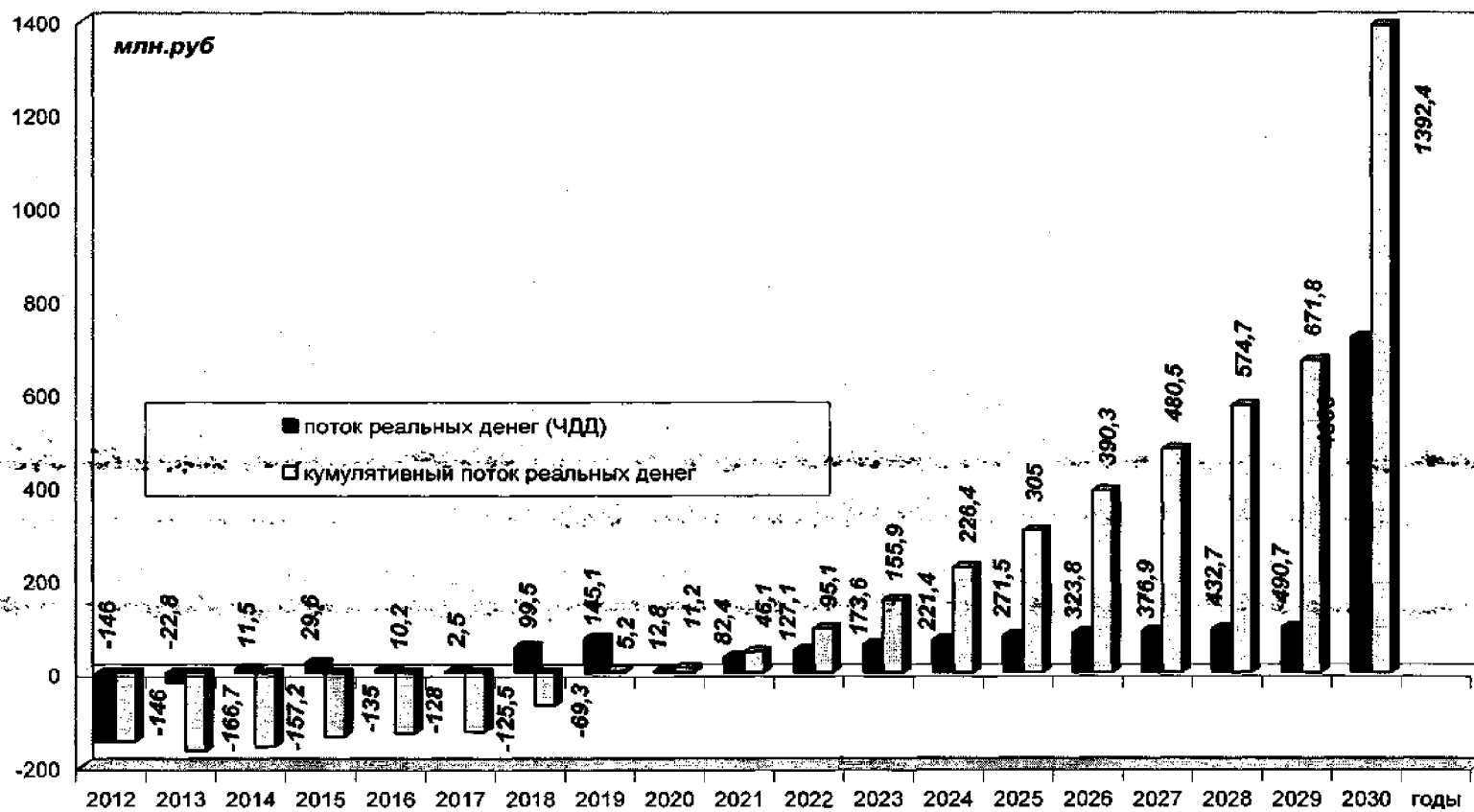


Рис. 1.4. Поток реальных денег программы освоения геотермальных ресурсов в Чеченской Республике за 2012- 2030 гг.

**Таблица 1.8. Перечень мероприятий подпрограммы "Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики до 2030 года"**

№ п/п	Наименование проекта, мероприятия, разработки	Сроки проведения 2011-2015 годы
	Осуществление предпроектных работ, включая разработку "Обоснования инвестиций в строительство опытно-промышленного завода"	1-е полугодие 2011 г.
	Поиск источников финансирования для осуществления проекта	1-е полугодие 2011 г.
	Разработка рабочего проекта строительства объектов геотермии на Ханкальском месторождении	2-е полугодие 2011 г.
	Назначение дирекции строящегося предприятия	IV квартал 2011 г.
	Получение лицензии на право пользования недрами, согласование отвода земель под строительство, прохождение экологической экспертизы.	2-е полугодие 2011 г.
	Поиск строительно-монтажных организаций и оформление договорных отношений	2-е полугодие 2011 г.
	Заказ оборудования и материалов для строительства геотермальных объектов	IV кв. 2011 г.
	Строительство объектов геотермии на Ханкальском месторождении	2012-2014 гг.
	Авторский надзор за строительными работами	2012 г.
	Организация хозяйственного общества	2012 г.
	Подготовка персонала	2012-2013 гг.
	Сдача в эксплуатацию объекта	декабрь 2012 г.
	Осуществление пуско-наладочных работ	декабрь 2012 г.
	Авторский надзор - анализ (мониторинг) за работой предприятия	2013-2014 гг.
	Осуществление реконструктивно-доводочных мероприятий	2013-2014 гг.

## 2. ОЦЕНКА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

### 2.1 Общая характеристика района работ

По термической напряженности недр территория Чеченской Республики превосходит многие известные осадочные бассейны СНГ, за исключением районов современного вулканизма. Температуры на глубинах 3-6 км здесь зафиксированы в 140-230 °С, что на 80 °С выше, чем в Азербайджане, Астраханской и Ростовской областях, на 40 °С выше, чем в Туркмении, Казахстане и Ставропольском крае, на 90 °С выше, чем в Татарии и на Южном Урале.

Основной причиной высокой термической напряженности осадочного чехла Чеченской Республики является наличие в его разрезе мощных водоносных комплексов, имеющих распространение на большие глубины. При этом наиболее высокие температуры отмечаются в Октябрьском нефтеносном районе, где выявлены самые высокие пластовые температуры (рис. 2.1).

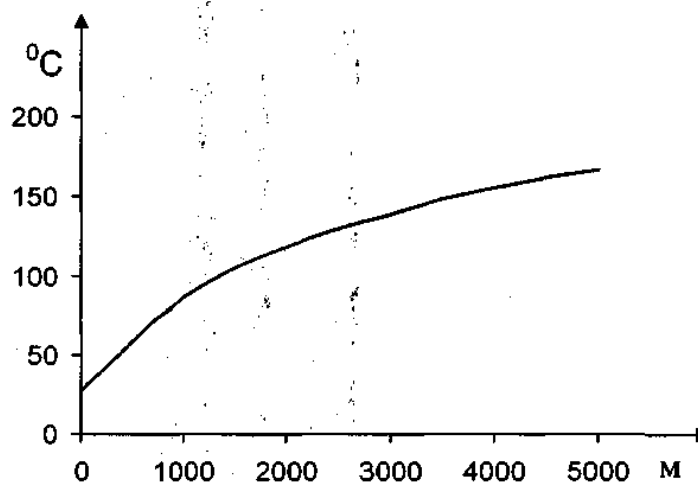


Рис. 2.1. Распределение температур в осадочной толще Октябрьского месторождения (Исрапилов, 1994)

## **2.2 Краткая геологическая и гидрогеологическая характеристика перспективных термоводоносных комплексов**

В данном разделе дана краткая характеристика термоводоносных горизонтов и комплексов, распространенных на территории Чеченской Республики и представляющих практический интерес. Основными в этом отношении на описываемой территории являются карагано-чокракские отложения. Вскрыты термальные воды также в мезозое и в апшероне.

### *Подземные воды караганских отложений*

Караганский горизонт в пределах Предкавказья распространен на значительной территории и характеризуется довольно однообразным литологическим составом. Разрез сложен глинами и тонкими прослоями ракушечников и мергелей в самых западных частях Терско-Дагестанской нефтегазоносной области. В восточных районах наблюдается рост общей мощности карагана, рост мощности прослоев, увеличение их песчаности (Передовые хребты). В Старо-Сунженском и Октябрьском районах общая мощность их возрастает до 290-305 м. В пределах Терской и Сунженской антиклинальных зон мощность песчаников достигает 20-40 м (XIII пласт Октябрьского района, II, VII, VIII пласты Старогрозненского месторождения и т.д.)

Область питания караганского горизонта Восточного Предкавказья находится в предгорьях Кавказского хребта (Черные горы). В обнажающиеся там песчаники на абсолютных отметках 600-700 м поступают речные и атмосферные воды. Некоторое опреснение караганских вод идет за счет поступления пресных вод в районе Передовых хребтов.

Караганские отложения очень водообильны. Большие дебиты воды получают из карагана в Терско-Сунженской нефтегазоносной области. К этому осадочному комплексу были приурочены мощные источники, дебит которых превышал 1000 м<sup>3</sup>/сутки. Мощные фонтаны воды из караганских отложений давали также скважины на промысловых площадях. К настоящему времени источники иссякли, дебит большинства скважин уменьшился, а некоторые

перестали переливать. Эти изменения обусловлены большим объемом работ, проводимых на нефтяных месторождениях: большой отбор жидкости нарушил равновесие, в котором находилась вся гидродинамическая система. Уровни вод караганских отложений падают в северо-восточном направлении. И если в районе ст. Каргалинской они устанавливаются на отметках порядка +100 м, то на юго-западе (в районе выхода карагана на поверхность) отметки уровня +600 м. Естественно, что в районе выхода караганских отложений на поверхность уровни не могут подниматься выше пьезометрических отметок водовмещающих песчаников.

Большой интерес в свете термоводоносности караганских отложений дает анализ распределения температур по кровле горизонта. В районе выхода пород горизонта на поверхность температура составляет около 30 °С, а в местах наиболее глубокого залегания (Сунженская, Петропавловская и другие синклинали) температура достигает 90-110 °С.

В районах Терского и Сунженского хребтов, т. е. в местах небольшой глубины залегания и выхода на поверхность температура понижается до 50-60 °С. Это связано с тем, что здесь в отложения карагана поступают холодные атмосферные осадки, воды рек и ручьев.

На основании всех рассмотренных данных Николаев В.М. выделил 5 гидрохимических зон. Первая нижняя зона простирается узкой полосой вдоль выхода караганских отложений в Черных горах. Эта зона является областью внедрения речных холодных гидрокарбонатно- и сульфатно-кальциево-магниевых вод с минерализацией 0,3-0,4 г/л.

Вторая зона простирается севернее, параллельно первой. Здесь наблюдается преобладание сульфатно-хлор-гидрокарбонатно-натриевых вод с минерализацией в отдельных случаях до 0,8-0,9 г/л. В этой зоне уже возможно содержание вод с температурой до 70 °С. Надо отметить, что восточная и западная части обеих зон отличаются одна от другой. В наиболее проницаемые песчаники восточной части зон происходит наиболее интенсивная инфильтрация поверхностных вод.

Третья зона имеет следующие границы: западная граница проходит в юго-западном направлении, пересекая р. Терек западнее с. Правобережного и Сунженский хребет восточнее Карабулака. Северная граница зоны проходит севернее с. Правобережного и затем следует в восток-юго-восточном направлении. Восточная граница - граница Чеченской Республики. Наиболее распространенными в этой зоне являются сульфатно-хлор-гидрокарбонатно-натриевые воды, обогащенные в той или иной степени хлоридами натрия. Их минерализация 1,7-2,7 г/л и несколько выше в отдельных случаях. В прогибах караганских отложений третьей зоны господствует высокая температура (80–120 °С).

Четвертая зона расположена западнее третьей, ее северная граница проходит в широтном направлении через скважину 6 Моздок. Преимущественное распространение в этой зоне имеют хлор-гидрокарбонатно-натриевые воды, приуроченные, главным образом, к центральной и западной частям Терского хребта. В Малгобекском районе минерализация вод колеблется от 8 до 18 г/л. Температура меняется от 50 °С до 90 °С.

Пятая зона занимает Затеречную равнину. Эта зона характеризуется преобладанием хлор-натриево-кальциевых вод с минерализацией 35-50 г/л. Режим вод - застойный. Температура по кровле караганского горизонта достигает 90–100 °С.

Следует отметить, что в отдельных случаях в третьей и четвертой гидрохимических зонах встречаются хлор-натриевые воды повышенной минерализации (6-12 г/л) - Старогрозненский район, район Малгобек-Вознесенской площади. Эти воды имеют очень ограниченное распространение и связаны обычно с зонами застойного режима.

#### *Подземные воды чокракских отложений*

Чокракские отложения аналогично караганским имеют очень широкое распространение. В пределах Передовых хребтов и Черногорской моноклинали по литологическому признаку чокрак делится на 2 части - глинистую и

песчано-глинистую. В нижней части (глинистой) встречаются глины с прослоями мергелей и глинистых сидеритов, а в верхней (песчано-глинистой) - глины с прослоями песчаников и мергелей. Мощность и песчаность разреза возрастает с северо-запада на юго-восток, главным образом, за счет нижней части разреза, где появляются новые прослойки песчаников. Максимальная мощность (1000 м) и песчаность установлена на Гудермесской площади. Мощность отдельных пластов песчаника достигает 30-40 м. Количество песчаных пропластков неодинаково по площади и достигает 12 (Малгобек-Вознесенская площадь - 5, Старогрозненский и Октябрьский районы - 8-9, а Гудермесский - 12). В пределах Чеченской Республики в чокракских отложениях существует в среднем 9 песчаных пропластков.

Заполнение чокракских отложений поверхностными водами осуществляется в областях открытого залегания в пределах Черных гор. Областью естественной разгрузки чокракских вод являются Передовые хребты, а искусственной - многочисленные скважины на территории Чеченской Республики. В районах выхода чокракских отложений на поверхность уровни имеют отметки до +600 м. А по мере удаления на север их отметки постоянно снижаются до +100 м.

Описывая геотермические условия надо отметить, что общая закономерность аналогична условиям караганского горизонта.

В районах выхода чокракских отложений температура вод низкая (20-30 °С). В наиболее погруженных частях температура достигает 120-130 °С.

По чокракским отложениям Николаев В.М. выделяет 5 гидрогеохимических зон.

Первая зона простирается узкой полосой вдоль выхода чокрака в Черных горах. Эта зона внедрения речных гидрокарбонатно- и сульфатно-кальциево-магниевого вод с минерализацией 0,3-0,4 г/л.

Вторая зона простирается узкой полосой вдоль первой. Здесь наблюдается преобладание сульфатных вод с минерализацией 0,5-0,85 г/л.



Третья зона. Ее границы примерно совпадают с границами третьей зоны караганских отложений. Здесь наиболее часто встречаются воды двух типов: сульфатно-хлор-гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 1-1,7 г/л и хлор-сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 0,95-2,5 г/л. В пределах этой зоны температура по кровле горизонта достигает 120-130 °С (в наиболее погруженных частях), а при неглубоком залегании – 60 °С.

Четвертая гидрохимическая зона расположена к западу от третьей. Она представляет собой зону преимущественного распространения хлор-гидрокарбонатно-натриевых вод повышенной минерализации до 14,3 г/л (в районе Малгобек-Горагорск).

Пятая гидрохимическая зона занимает незначительное пространство на северо-востоке республики. Характеризуется по данным, полученным при испытании чокракского горизонта на Болгарском хуторе. По-видимому, в этой зоне преобладают хлор-натриево-кальциевые воды, застойные, с повышенной минерализацией. Температуры колеблются от 100 до 120 °С.

Так же, как и в карагане, в чокраке в ряде мест (район Малгобека, Горагорска, Старогрозненского в пределах Брагунского и Гудермесского хребтов) найдены хлор-натриевые воды повышенной минерализации (8-12 г/л), приуроченные к зонам застойного режима, но они имеют весьма локальное распространение и не меняют общей гидрохимической картины, описанной выше.

В заключении следует отметить, что Г.М. Сухаревым и И.Ю. Коцаревым было подсчитано, что до начала эксплуатации нефтяных месторождений суммарный дебит источников карагана и чокрака составлял более 18200 м<sup>3</sup>/сутки. В период эксплуатации отбиралось большое количество жидкости, что привело к частичному, а порой к полному иссяканию источников. В настоящее время картина меняется. В связи с резким уменьшением нефтедобычи и с проводимой закачкой воды в пласты, восстанавливается прежний режим работы термальных источников в районах Передовых хребтов. Ряд иссякших источников начал функционировать, повышается дебит других

источников, меняется их химсостав. В настоящее время суммарный дебит карагано-чокракских источников равен 6-7 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, и процесс их восстановления продолжается.

#### *Подземные воды мезозойских отложений*

Из ряда скважин, вскрывших мезозойские отложения, были получены притоки термальной воды при избыточном давлении на устье до 100-200 атм. Воды, хлоридно-натриевого состава высокоминерализованные 50-100 г/л и более, содержание сероводорода в них - 100-200 мг/л. Температура до 90 °С и более. Воды с подобными параметрами развиты в Чеченской Республике широко. На данном этапе использование их в народном хозяйстве из-за высокой минерализации и агрессивности связано с большими трудностями, резко удорожает стоимость работ и снижает их экономическую эффективность. В связи с этим, можно говорить, что практическое использование таких термальных вод - перспектива будущего.

#### *Водоносный комплекс апшеронских отложений*

В Притеречной и Затеречной равнине апшеронские отложения вскрыты во многих скважинах, в том числе на площадях Червленая и Шелковская. Отмечается закономерное увеличение мощности апшерона от 612 м на Червленной площади до 817 м на Шелковской.

На Шелковской площади фонтанные притоки воды получены из двух горизонтов. Первый горизонт вскрыт скв. 3-Т. Представлен он чередованием тонких прослоев глинистых песчаников, алевролитов и глин. Дебит 432 м<sup>3</sup>/сутки, температура на устье 39 °С. Данные сопоставления разрезов по скважинам указывают на быструю литологическую изменчивость пласта, что обуславливает резкое изменение его фильтрационных свойств и объясняет отсутствие промышленных притоков.

Второй горизонт вскрыт в скважинах 1-Т, 2-Т Шелковской площади. Максимальные дебиты воды составили соответственно 740 и 690 м<sup>3</sup>/сутки, температура воды 45-48 °С. Данный продуктивный горизонт прослеживается только в пределах Шелковской площади, в районе Червленной он уже в

значительной степени глинизируется и не представляет интереса как объект разработки.

Воды апшеронских отложений относятся к водам хлоридным, натриевым, йодо-бромным. Минерализация 8,7-9,85 г/л.

Для вод апшерона характерно высокое содержание органических веществ (44,7-71,6 мг/л.)

Из всего сказанного можно сделать вывод, что апшеронский водоносный горизонт в районах станций Шелковской и Червленной в целом не представляет интереса как источник тепловой энергии из-за низких пластовых температур. Однако, в других районах (в частности на северо-востоке) он будет представлять определенный интерес. Сказать что-либо более определенное по этому поводу пока нельзя из-за недостатка фактического материала. Для ответа на этот вопрос необходимо проведение специальных поисково-разведочных работ.

### **2.3 Состояние разведанных запасов геотермальных вод**

На территории Чеченской Республики существует 14 термоводозаборов (таблица 2.1), суммарные разведанные запасы, по которым составляют 64680 м<sup>3</sup>/сутки в режиме самоизлива. По двум термоводозаборах (Ханкальский, Гойтинский) утверждены запасы по промышленным категориям в количестве 10650 м<sup>3</sup>/сутки.

На разведанных месторождениях эксплуатационные запасы геотермальных вод не могут обеспечить все возрастающую потребность в тепле. Например, заявленная потребность в термальной воде только по г. Грозному на 1985 г. составляла 78 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Поэтому для удовлетворения нужд республики в термальной воде требуется увеличение сырьевой базы за счет строительства новых термоводозаборов и расширения старых.

Исходя из величин заявленной потребности и благоприятных гидрогеологических условий проектировались оптимальные термоводозаборы и определялись прогнозные эксплуатационные запасы.

В данное время основным потребителем термальной воды является коммунальное хозяйство - 12,8 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (48 %) и сельское хозяйство - 11,4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (43 %). Незначительное количество термальной воды расходуется на бальнеологию и розлив минеральной воды.

Термальная вода, используемая в промышленности, идет на обогрев административных и производственных зданий.

На ряде участков (Гудермесское, Шелковское) скважины не подключены к потребителям и простаивают, на других используются лишь частично из-за малой мощности потребителей. Следовательно, более полное использование разведанных запасов является одним из путей увеличения добычи термальной воды.

По сравнению с 1976 годом количество термоводозаборов увеличилось с 8 до 14, а разведанные запасы увеличились на 13,3 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, т. е. на 48 %. Общее число скважин увеличилось на 30 % (с 30 до 39 скважин), специально пробуренных - на 21 % (с 19 до 23 скважин), других - на 45 % (с 11 до 16 скважин). Годовая добыча увеличилась на 2,6 млн. м<sup>3</sup> (увеличение произошло на 70 %).

Сведения об эксплуатационных и прогнозных ресурсах геотермальных вод Чеченской Республики приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

Несмотря на преобладание специально пробуренных скважин, доля добычи по ним возросла незначительно по сравнению с 1976 годом (с 45 до 47 %). Число бездействующих скважин в течение года, как правило, составляет 11-12 или в среднем 30 % от общего числа. Разведанные запасы, приходящиеся на одну скважину, увеличились с 930 м<sup>3</sup>/сутки до 1056 м<sup>3</sup>/сутки.

Ниже приводится краткая характеристика термоводозаборов.

**Ханкальский термоводозабор.** Горячая вода с температурой на устье 80-100<sup>0</sup>С и минерализацией до 2 г/л используется сезонно для отопления

теплично-парникового комбината (ТПК) и круглогодично для коммунально-бытовых нужд пос. Гикало. Общее число скважин - 12. В связи с падением пластовых давлений годовая добыча термальной воды уменьшилась с 2046 тыс. м<sup>3</sup> в 1976 году до 1849 тыс. м<sup>3</sup> в 1980 году. Максимальная добыча термальной воды была в 1978 году и составила 2567 тыс. м<sup>3</sup>. По Ханкальскому термоводозабору без решения вопроса возврата использованных термальных вод в недра резерва добычи нет.

На Гойтинском термоводозаборе вода с температурой на устье 70-80 °С используется сезонно для отопления ТПК. Всего на термоводозаборе имеется 5 специально пробуренных скважин и их количество не менялось с 1976 года. Однако из-за снижения пластового давления разведанные запасы уменьшились с 3,5 тыс. м<sup>3</sup>/сутки до 2,5 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. За время существования Гойтинского термоводозабора больше двух скважин на нем в течение года никогда не работало. По кондициям воды Гойтинского термоводозабора могут эксплуатироваться круглогодично. Из-за низких уровней в расчет резерва не брались скважины 15-Т и 16-Т. При сезонной эксплуатации (скв. №№ 7-Т и 10-Т) годовой резерв составляет 400 тыс. м<sup>3</sup>, а при круглогодичной - 793 тыс. м<sup>3</sup>. Для практического использования рекомендуется реализация 50 % резерва.

Гудермесский термоводозабор эксплуатируется круглогодично одной специально пробуренной скважиной с добычей в 1980 году - 221 тыс. м<sup>3</sup> воды с температурой на устье 70 °С. Вода используется для коммунально-бытовых нужд. В 1978 году на термоводозаборе была списана скважина 10-Т и из-за снижения пластового давления, разведанные запасы уменьшились с 1790 м<sup>3</sup>/сутки в 1976 году до 700 м<sup>3</sup>/сутки в 1980 году. При существующем фонде скважин резервов добычи на Гудермесском термоводозаборе нет.

**Таблица 2.1. Эксплуатационные запасы геотермальных вод на территории Чеченской Республики**

№ п/п	Наименование месторождений	Возраст отложений	Глубина залегания, м	Эксплуатационные запасы, м <sup>3</sup> /сутки				Температура на устье, °С
				разведанные	утвержденные	используемые	резерв	
1	Ханкальское IV-VII пласты XIII пласт XXII пласт	караган караган чокрак	1000	31000	9500	-	-	88
			1300					98
			1500					101
2	Гойтинское XIII пласт XXII пласт	караган чокрак	2400	1150	1150	-	-	80
			2600					87
3	Новощедринское	чокрак	3500	1420	-	-	-	105
4	Дубовское	чокрак	3000	3300	-	-	-	95
5	Каргалинское	чокрак	3200	5000	-	-	-	100
6	Шелковское	чокрак	3600	2300	-	-	-	100
7	Червленское	чокрак	3500	5200	-	-	-	80
8	Герменчукское	караган	3200	1000	-	-	-	80
9	Гудермесское	караган	950	1000	-	-	-	60
10	Гунюшки	караган	900	1500	-	-	-	70
11	Комсомольское	караган чокрак	2710	2000	-	-	-	97
12	Новогрозненское	караган чокрак	1250-	3410	3410	-	-	80
			750					
13	Петропавловское	караган чокрак	3500-	3000	-	-	-	74
			800					
14	Центрально-Бурунное	караган чокрак	2820	3400	-	-	-	98
<b>Всего:</b>				<b>64680</b>	<b>14060</b>			

**Таблица 2.2. Прогнозные ресурсы геотермальных вод Чеченской Республики**

Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 г.

№ п/п	Наименование месторождений	Фонд скважин	в том числе				Дебит закачки, м <sup>3</sup> /сутки	Расчетное давление закачки, МПа	Возможная добыча, м <sup>3</sup> /сутки
			существующие		новые				
			добычные	нагнетат.	добычные	нагнетат.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ханкала	50	20	14	8	8	2000	3,0	44000
	XXII						3000	1,70	9000
	XXII						1650	3,50	3200
	(поднадвиговая часть складки)						1450	3,40	2800
	IV- VII пласты						2000	1,66	4000
	XIII пласт						1500	1,43	15000
	XXII пласт						2500	3,53	
									10000
2	Гойтинское								
	XIII пласт	22	1	-	10	11	1400	3,02	15400
	XXII пласт	22	1	-	11	10	1800	3,19	19800
3*	Новошедринское	8	1	-	3	4	1800	0,92	7200
4	Дубовское	8	1	-	3	4	1800	1,12	7200
5	Каргалинское	8	4	-		4	2000	2,77	8000
6	Шелковское	8	2	-	3	3	1800	0,88	7200
7	Червленый	8	4	-		4	1800	1,36	7200
8	Герменчукское	4	1	-	1	2	1600	2,0	3200
9	Гудермесское	2	1		-	1	1500	1,5	1500
10	Гунюшки*	1	1	-	-	-	-	-	1200
11	Комсомольское*	1	1	-	-	-	-	-	1200
12	Новогрозненское*	4	4	-	-	-	-	-	4000
13	Петропавловское*	1	1	-	-	-	-	-	1200
14	Центрально-Бурунное*	1	1	-	-	-	-	-	1060
	<b>ВСЕГО</b>	<b>148</b>	<b>44</b>	<b>14</b>	<b>39</b>	<b>5</b>	-	-	<b>129360</b>

\* Ввиду отсутствия исходных данных прогнозные ресурсы по месторождениям 11-17 приняты равными на уровне разведанных

**Термоводозабор Гунюшки** разрабатывается круглогодично одной скважиной 1-Т. Разведанные запасы 1600 м<sup>3</sup>/сутки, максимальная годовая добыча была достигнута в 1980 году и составила 606 тыс. м<sup>3</sup>. Резервов добычи на термоводозаборе нет.

**Новогрозненский термоводозабор** в основном, эксплуатировался сезонно. В 1980 году сезонная добыча составила 923,1 м<sup>3</sup>, а круглогодичная - 350,9 тыс. м<sup>3</sup>. В настоящее время на термоводозаборе действует 5 скважин старого нефтяного фонда.

В 1976 году насчитывалось 2 скважины. Разведанные запасы увеличились с 1460 м<sup>3</sup>/сутки в 1976 году до 5360 м<sup>3</sup>/сутки в 1980 году. Вода с температурой 50-80 °С используется для теплоснабжения и коммунально-бытовых нужд. Выявленный резерв при круглогодичной эксплуатации составляет 583 тыс. м<sup>3</sup>. Для практической реализации рекомендуется использовать 350 тыс. м<sup>3</sup>/год.

**Грозненский термоводозабор** эксплуатируется круглогодично и состоит из 1 скважины. Температура воды на устье 80 °С, разведанные запасы составляют 1400 м<sup>3</sup>/сутки, добыча за 1980 год - 374 тыс. м<sup>3</sup>. При круглогодичной эксплуатации для практического применения рекомендуется резерв в 70 тыс. м<sup>3</sup>/год.

**Червленский термоводозабор** эксплуатируется сезонно. Вода используется для теплоснабжения. Водозабор состоит из четырех специально пробуренных скважин с разведанными запасами 8400 м<sup>3</sup>/сутки. Температура на устье 70-90 °С. Добыча за 1980 год составила 1174 тыс. м<sup>3</sup>, что в 4 раза больше по сравнению с 1976 годом. Выявленный резерв при сезонной эксплуатации 590 тыс. м<sup>3</sup>, круглогодичной - 1893 тыс. м<sup>3</sup>. Для практического



использования рекомендуется использовать, соответственно, 300 и 900 тыс. м<sup>3</sup>/год.

**Шелковской термоводозабор** состоит из трех пробуренных скважин и в настоящее время находится в консервации. Скважинами выведена вода с температурой 45-100 °С и минерализацией 9-37 г/л, заданные запасы составляют 3530 м<sup>3</sup>/сутки. Добыча термальной воды может составить 350 тыс. м<sup>3</sup>/год.

**Комсомольский термоводозабор** состоит из одной скважины. Скважина эксплуатируется почти круглогодично. За 1980 год добыто 434 тыс. м<sup>3</sup> воды с температурой на устье 100<sup>0</sup>С. Разведанные запасы составляют 2000 м<sup>3</sup>/сутки. При круглогодичной эксплуатации практический резерв добычи термальной воды составляет 130 тыс. м<sup>3</sup>/год.

**Герменчукский термоводозабор** разрабатывается с 1978 года одной скважиной. Эксплуатация сезонная. Вода используется для теплоснабжения. Разведанные запасы 1300 м<sup>3</sup>/сутки. За 1980 год добыто термальной воды 176 тыс. м<sup>3</sup> с температурой на устье 80 °С. Потенциальный резерв добычи при сезонной эксплуатации составляет 97 тыс. м<sup>3</sup>, а при круглогодичной - 299 тыс. м<sup>3</sup>. Для практического использования рекомендуется, соответственно, 50 и 150 тыс. м<sup>3</sup>/год

**Новошедринский термоводозабор** состоит из одной скважины. Водозабор эксплуатируется сезонно. Из-за высокой минерализации вода используется только для теплоснабжения. Температура на устье достигает 110 °С. За 1980 год добыто 200 тыс. м<sup>3</sup> воды. Скважина обладает потенциальным резервом добычи в 110 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Таким образом, резерв годовой добычи термальной воды на термоводозаборах Чеченской Республики при сезонной эксплуатации составляет 1,0 млн. м<sup>3</sup>, а при круглогодичной - 2 млн. м<sup>3</sup>.

#### **2.4 Основные технические решения и рекомендации по использованию геотермальных вод Ханкальского месторождения**

Как выше было отмечено, в настоящее время на территории Чеченской Республики имеется 14 разведанных геотермальных месторождений. Это Гойтинское, Петропавловское, Новогрозненское и ряд других. Среди них наиболее эффективным по своим характеристикам является Ханкальское, с разведанными запасами 31 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, расположенное на юге-востоке столицы на расстоянии 8-12 км от него.

Климат описываемого района характеризуется сухим жарким летом и малоснежной, и не очень холодной зимой. Абсолютный минимум температуры достигает -35 °С, абсолютный максимум +42 °С. Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 74-84 %. Средняя температура наиболее холодной пятидневки -16 °С, продолжительность отопительного периода 164 сутки, средняя температура отопительного сезона +0,4 °С, средняя скорость ветра в январе 3,5 м/с.

Через участок, на котором расположен Ханкальский термоводозабор, проходит асфальтированная дорога г. Грозный - с. Шатой. Ранее, непосредственно на территории участка, располагалась производственная база Северо-Кавказского управления по использованию глубинного тепла Земли (СКУ ИГТЗ), которая вела эксплуатацию Ханкальского термоводозабора с 1974 г. Здесь же расположен основной потребитель термальных вод – совхоз "Тепличный".

С запада к участку примыкают промышленные сооружения НГДУ "Октябрьнефть", а сам Октябрьский район удален от участка на 2-3 км и связан с городом трамвайной линией и асфальтированными дорогами.

Ханкальская долина - древняя долина р. Аргун. Она имеет почти меридиональное простирание. Ширина долины 2-2,3 км.

Западным-северо-западным бортом долины являются склоны возвышенности Сюир-Корт (а.о. +396 м). С востока-юго-востока долина ограничена склонами возвышенности Сюир-Корт (а.о. +435 м), которая далее круто обрывается современной долиной р. Аргун с возвышенностью Гойт-Корт (а.о. +236 м).

Наиболее крупными реками района являются Сунжа, Аргун, Гудермес, которые в пределах рассматриваемой территории протекают в северном направлении. Непосредственно через участок проходит оросительный канал.

Климат района характеризуется сухим жарким летом и малоснежной, не очень холодной зимой. Среднемесячная температура воздуха зимой колеблется от -1,8 до -4,1 °С, летом от 19,9 до 24,9 °С.

Абсолютный минимум температуры достигает -35 °С, абсолютный максимум - +42 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм. Среднегодовая относительная влажность воздуха 74-84 %.

История гидрогеологической изученности Ханкальского месторождения неразрывно связана с разведкой и разработкой Октябрьского нефтяного месторождения. Первые упоминания об использовании теплоэнергетических вод в районе Ханкальского месторождения Октябрьской площади связаны с нефтяной скважиной № 10-28 пробуренной в 1932 г. Полученный приток термальной воды использовался в рабочей бане и для нужд обогрева теплиц.

В результате разведочных работ 1965-1972 гг., начатых в соответствии с Постановлением бюро Обкома КПСС и Совета Министров ЧИАССР от 25.05.1964 г. № 296 "О мерах по развитию теплично-парникового хозяйства и увеличению производства овощей гидропонным способом на базе использования термальных вод и тепловых отходов промышленных предприятий республики", были пробурены скважины №№ 1т, 2т, 3т, 4т, 5т,

бт, 13т, 14т и восстановлены из ликвидированного нефтяного фонда скважины №№ 8-32, 27-32, 33-28, 10-28.

Разведочными работами, проведенными в 1966-1968 гг. институтом ВНИПИгаздобыча и Северо-Кавказским управлением разведочного бурения была выявлена промышленная термоводоносность IV-VII, IX, X, XIII карагана и XXII пласта чокрака. Промышленная разработка Ханкальского месторождения начата в 1974 г. Она характеризовалась периодичностью эксплуатации, что приводила к постепенному снижению пьезометрических уровней термоводоносных горизонтов на 20 и более метров. С учетом этого в 1980 г. в Северо-Кавказском управлении по использованию глубинного тепла земли были разработаны мероприятия по созданию в Ханкальской долине геотермальной циркуляционной системы (ГЦС). Для этих целей был выбран XIII пласт. Под обратную закачку были восстановлены четыре ликвидированные скважины №№ 31-25, 29-25, 33-25, 52-25, принята от нефтяников и реконструирована насосная станция, проложены нагнетательные трубопроводы, линии электроснабжения, система сбора отработанных термальных вод.

23 октября 1981 г. Ханкальская ГЦС начала функционировать и уже через месяц результаты закачки отработанных термальных вод в XIII пласт сказались на поднятие пьезометрических уровней в скважинах данного пласта. По сравнению с предшествующим отопительным сезоном поднятие уровней составило 4-5 м.

В 1982 г. институтом ВНИПИгеотерм составлен проект опытно-промышленной разработки Ханкальского месторождения, а НПО "Союзбургеотермия", "СевКавбургеотермия" и "Дагбургеотермия" возобновили буровые работы для наращивания мощности ГЦС. В результате были проведены скважины №№ 15т, 16т, 18т, 19т, 21т, 22т, 23т, 30т на XXII пласт, № 7т – на XVI пласт, №№ 8т, 9т, 41т, 25т, 26т, 27т, 29т, 31т – на XIII

пласт, № 20т – на IV-VII пласты, № 17т – на III пласт, запроектированы №№ 10т, 11т, 12т – на XIII пласт и № 32т - на XXII пласт.

Одновременно с ведением буровых работ Северо-Кавказским управлением по использованию глубинного тепла земли осуществлялось восстановление скважин из ликвидированного нефтяного фонда для создания ГЦС. В частности была восстановлена для водоотбора скважина № 5-31, в качестве наблюдательной – скважина № 253, для нагнетания отработанных термальных вод в XIII пласт - скважины №№ 40-25, 18-26, 60-23, 21-24, в IV-VII пласты – скважины №№ 30-25, 43-25, 42-25, 54-25, 14-24. Для изучения состояния эксплуатации месторождения с искусственным восполнением ресурсов велись постоянные гидрогеологические исследования и режимные наблюдения.

## **2.5 Характеристика фонда эксплуатационных скважин**

В табл. 2.3 приведены эксплуатационные параметры 37 существующих скважин. В составе эксплуатационного фонда можно выделить две группы скважин:

1. Старые нефтяные скважины, которые были ликвидированы в результате полного обводнения залежи и затем восстановлены в 1965-1966 гг. для эксплуатации термоводоносных пластов (8/32, 27/32, 10/28, 33/28).

2. Новые, специально пробуренные скважины для добычи термальной воды.

Пять водозаборных скважин (№ 2т, 3т, 20т, 8/32, 10/28), которые эксплуатируют IV-VII пласты, представляют собой площадную систему, причем в скважине 10/28 вскрыты I-XII пласты. В плане скважины расположены по треугольной схеме с центральной скважиной 8/32.

Скважины IV-VII пластов высокопродуктивные (дебиты порядка 2000 м<sup>3</sup>/сутки), исключение составляет скважина 2т, которая при депрессии на

Таблица 2.3. Температурные показатели по скважинам Ханкальского месторождения

Наименование площади	№ скважины	Эксплуатационный пласт	Эксплуатационный горизонт	Средняя глубина скважины, м	Средний дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Температура на устье, °С	Минерализация воды, г/л	Давление на устье скважины, МПа
Ханкала	1т	XIII	караган	1200	2000	93	1,2	0,32
Ханкальская долина	2т	IV-VII	караган	1000	1500	88	1,2	2,2
Ханкала	3т	IV-VII	караган	1000	1800	88	1,2	0,3
Ханкала	4т	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкала	5т	IX-X	караган	1000	500	85	1,2	2,2
Ханкала	6т	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкала	7т	XVI	чокрак	1300	2900	95	2,0	2,3
Ханкала	9т	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	125	98	1,5	2,3
Ханкала	10т	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	104	98	1,5	2,3
Ханкала	11т	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	125	98	1,5	2,3
Ханкала	13т	XXII	чокрак	1600	2000	98	1,5	2,3
Ханкала	14т	IX-X	караган	1000	1200	87	1,2	2,2
Ханкала	16т	XXII	караган	1600	1500	91	1,5	0,12
Ново-Ханкальская	18т	XXII	чокрак	1600	2000	98	1,5	2,3
Ново-Ханкальская	19т	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкала	20т	IV-VIII	караган	1000	1000	92	1,2	0,1
Ханкала	21т	XXII	чокрак	1600	1500	100	1,2	0,12
Ново-Ханкальская	22т	XXII	чокрак	1600	2000	98	1,5	2,3
Ханкала	23т	XXII	чокрак	1600	1500	103	1,5	0,12
Ханкала	25т	XIII	чокрак	1200	1400	91	1,2	0,12
Ханкала	26т	XIII	чокрак	1200	1400	88	1,2	0,12
Ханкала	29т	XIII	чокрак	1200	1400	87	1,2	0,12
Ханкала	30т	XXII	чокрак	1600	1500	100	1,2	0,12
Ханкала	31т	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	125	88	1,2	0,12
Ханкала	41т	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкала	5-31	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкала	27-32	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкала	33-28	XIII	караган	1200	1500	92	1,2	2,3
Ханкальская долина	8-32	IV-VII	караган	1000	1500	88	1,2	2,2
Ханкальская долина	10-28	I-XII	караган	1000	800	80	3,7	1,0
Ханкала	31-25	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	62,5	88	1,2	0,3
Ханкала	29-25	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	62,5	88	1,2	0,3
Ханкала	33-25	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	125	88	1,2	0,3
Ханкала	43-25	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	125	88	1,2	0,3
Ханкала	54-25	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	62,5	88	1,2	0,3
Ханкала	30-25	IV-VII, IX-X, XIII	караган	1200	62,5	88	1,2	0,3
Ханкала		XXII	чокрак		3000	98	1,5	2,3

пласт  $6 \text{ кг/см}^2$  в состоянии дать лишь  $1000 \text{ м}^3/\text{сутки}$ . Для сравнения укажем, что остальные скважины при этой же депрессии способны дать дебиты более  $2000 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .

XIII пласт эксплуатируют пять скважин (1т, 4т, 6т, 27/32, 33/28), которые в плане размещены по четырехугольной схеме с одной далеко расположенной скважиной 6т.

Скважины XIII пласта также высокопродуктивные, их дебиты превышают  $1500 \text{ м}^3/\text{сутки}$  при относительно низких депрессиях порядка  $3-4 \text{ кг/см}^2$ .

При сравнении продуктивных характеристик скважин IV-VII и XIII пластов можно прийти к выводу, что скважины XIII пласта имеют несколько более высокую продуктивность, чем скважины IV-VII пластов.

Скважины обсажены, в основном 5-6 дюймовыми эксплуатационными колоннами и только две скважины (13т и 27/32) обсажены 8 и 12-ти дюймовыми колоннами.

В целом по месторождению собран материал по 27 геотермальным скважинам. Из них три скважины относятся к площади Ханкальская долина (1т, 2т, 3т), 18 скважин относятся к площади Ханкала (4т, 5т, 6т, 7т, 8т, 9т, 11т, 13т, 14т, 15т, 16т, 25т, 27т, 28т, 29т, 31т, 32т, 34т) и 6 скважин относятся к Ново-Ханкальской площади (18т, 19т, 21т, 22т, 23т, 30т).

Скважина 1т заложена на восточной окраине г. Грозного. Она пробурена на караган-чокракские отложения.

Скважина 2т заложена в 1989 г. на расстоянии 2,5 км к юго-востоку от скважины 1т. Разведочные скважины 5т и 6т пробурены в 1991 г. на левом берегу р. Сунжа в 2,5 км северо-западнее от скважины 1т.

Как видно из таблицы, минерализация и качество геотермальных вод подаваемых на горячее водоснабжение позволяет осуществить их прямой сброс в городскую канализацию без какой-либо предварительной очистки.

Несмотря на это необходимо, на Ханкальском месторождении проводить работы по восстановлению скважин из ликвидированного

нефтяного фонда под закачку отработанных геотермальных вод в IV-VII пласты с целью поддержания пластового давления.

### **2.6 Запасы геотермальных вод на территории г. Грозного**

На территории г. Грозного и в пригородах разведаны 4 геотермальных термоводозабора: Гунюшки, Петропавловский, Гойтинский и Ханкальский. Объектами разработки являются I-XII и XIII пласты карагана и XXII пласт чокрака. По промышленным категориям A+B+C<sub>1</sub> суммарные запасы месторождений составляют 36,65 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, а утвержденные в ГКЗ – 10,65 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

На основании имеющихся расчетов прогнозные ресурсы геотермальных вод XIII пласта карагана в Грозненском районе при непрерывной эксплуатации скважин составляют 12 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Исходя из анализа эксплуатации IV-VII пластов карагана на Ханкальском и Гойтинском месторождениях, сделан вывод, что эти пласты по основным гидрогеологическим параметрам и химическому составу аналогичны эксплуатируемому на этих же месторождениях XIII пласту.

Следовательно, при совместной эксплуатации указанных пластов прогнозные ресурсы удваиваются и могут составить 24 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, а с учетом запасов XXII пласта (Гойты, Ханкала) запасы геотермальных вод Грозненского района составят 44 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, что является хорошим подспорьем для обеспечения растущих потребностей г. Грозного и его пригородов в тепловой энергии.

### **2.7 Качество геотермальных вод и возможные схемы их использования**

Как показывают результаты полных химических анализов, выполненных Центральной лабораторией ПГО "Севкавгеология" (г. Ессентуки) описываемые воды, несмотря на низкую минерализацию,



относительно высокие дебиты скважин и температуры на устье не могут подаваться в системы горячего водоснабжения непосредственно.

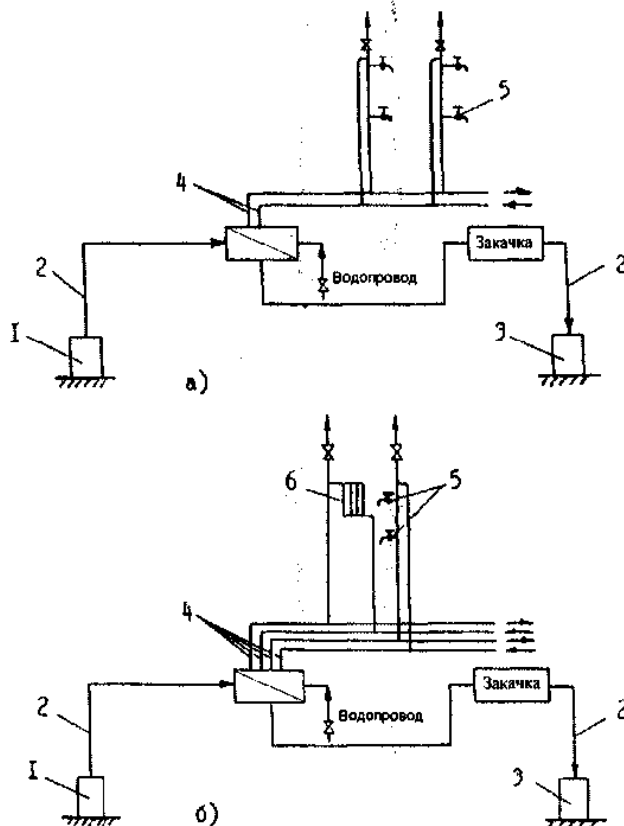
Предельно-допустимые концентрации фенолов в водоемах установлены на уровне 0,001 мг/л, в воздухе - 5 мг/м<sup>3</sup>, а в водах Ханкальского месторождения они присутствуют в количествах, превышающих эти уровни в сотни раз. Поэтому для предупреждения отравлений населения соединениями фенола использование этих вод, возможно, рекомендовать только по схеме с промежуточным теплообменником.

Как видно из рис. 2.2, геотермальная вода, подаваемая из скважин группового термоводозабора по внутрипромысловым коллекторам поступает на термораспределительную станцию. В последней установлены теплообменники, сетевые перекачивающие насосы и тепловые насосы. Нагретая в теплообменниках сетевая вода по распределительным трубопроводам поступает в жилые дома.

Отработанная в теплообменниках ЖКХ геотермальная вода поступает в тепловой насос, где отдает тепло низкокипящему рабочему телу, циркулирующему в испарителе. Нагретая в конденсаторе теплового насоса сетевая вода направляется в сеть потребителя, а охлажденная в испарителе теплового насоса термальная вода подается на вход насосов обратной закачки для возврата в материнский горизонт.

## **2.8 Расчет тепловой мощности месторождения**

Тепловая мощность определена на примере Ханкальского месторождения по известной формуле путем вычисления стандартного расхода геотермальной воды и величины эксплуатационных запасов геотермальных вод.



**Рис. 2.2. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения.**

а) - для горячего водоснабжения; б) – для отопления и горячего водоснабжения:  
 1 – добычная скважина; 2 – внутрипромысловые коллекторы; 3 – нагнетательная скважина; 4 – распределительная сеть; 5 – горячее водоснабжение; 6 – отопление

При этом полезный отпуск тепловой энергии в геотермальной воде для теплоснабжающей организации ( $Q_{\text{реал.}}$ ) меньше добытого геотермального тепла ( $Q_{\text{отп.}}$ ) на сумму тепловых потерь при транспортировке геотермальной воды от устья скважины до границы балансовой принадлежности абонента ( $Q_{\text{пот.}}$ ).

$$Q_{\text{реал.}} = Q_{\text{отп.}} - Q_{\text{пот.}} = c_p \cdot G_{\text{те}} \cdot (T_{\text{вх}}^{\text{те}} - T_{\text{вых}}^{\text{те}}) \cdot 10^{-3} - Q_{\text{пот.}} =$$

$$31000 \cdot (92,5 - 20) \cdot 10^{-3} \cdot 350 - Q_{\text{пот.}} = 783370 - 117505 = 665865 \text{ Гкал}, \quad (1)$$

где  $c_p$  - средняя объемная<sup>3</sup> теплоемкость геотермальной воды в интервале температур  $(T_{ax}^{ms} - T_{вых}^{ms})$ , ккал/м<sup>3</sup>·град;  $G_{те}$  - эксплуатационные запасы месторождения, м<sup>3</sup>/сутки;  $T_{ax}^{ms}$  - усредненная за расчетный период разработки месторождения температура добываемой геотермальной воды, °С;  $T_{вых}^{ms}$  - усредненная за расчетный период разработки месторождения температура геотермальной воды на сбросе, °С;  $n_{от}$  - продолжительность работы термоводозабора в течение года, сутки.

Потери тепла в наружных тепловых сетях зависят от их протяженности и диаметров, способа прокладки, состояния теплоизоляции и условий эксплуатации, и вычисляются по сложным формулам.

Стандартный расход геотермальной воды на единицу полезно использованного тепла:

$$g_{станд.} = \frac{1,2 \cdot 10^6}{(T_{ax}^{ms} - T_{вых}^{ms}) \cdot \rho_{те}}, \text{ м}^3 / \text{Гкал} \quad (2)$$

где  $\rho_{те}$  - плотность термальной воды в интервале температур  $(T_{ax}^{TB} - T_{вых}^{TB})$ , кг/м<sup>3</sup>.

Из приведенных выше данных следует, что годовой теплоэнергетический потенциал группового термоводозабора Грозненского района составляет:

$$\begin{aligned} Q_{ТВЗ}^{год} &= 1291,6 \text{ м}^3 / \text{ч} \cdot (92,5 - 15) \cdot 10^{-3} \cdot 3936 \text{ ч} + 1291,6 \text{ м}^3 / \text{ч} \cdot (92,5 - 25) \cdot 10^{-3} \cdot 4464 = \\ &= 100,1 \text{ Гкал} / \text{ч} \cdot 3936 + 87,18 \text{ Гкал} / \text{ч} \cdot 4464 = 393993 \text{ Гкал} + 389171 \text{ Гкал} = 783164 \text{ Гкал}, \end{aligned} \quad (3)$$

Возможный годовой отпуск тепловой энергии (продажи) за вычетом потерь тепла при его транспортировке от источника к потребителю (15 %) составляет:

$$Q_{отт}^{год} = 783164 \text{ Гкал} - 0,15 \cdot 783164 \text{ Гкал} = 665689 \text{ Гкал} / \text{год}, \quad (4)$$

Таким образом, восстановление скважин на Ханкальском месторождении может обеспечить замещение 665689 Гкал тепловой энергии:

Отсюда объем замещаемого условного топлива:

$$B_m^{год} = 665689 \text{ Гкал} \cdot 200 \text{ кг} / \text{Гкал} \cdot 10^{-3} = 133137 \text{ т} / \text{год}, \quad (5)$$

где 200 – удельный расход условного топлива в котельной, кг/Гкал.

В климатических условиях г. Грозного годовая потребность в тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения равна:

$$Q_{теп} = Q_{от} + Q_{гвс} = 2,6 \text{ Гкал} / \text{год} \cdot \text{чел} + 1,8 \text{ Гкал} / \text{год} \cdot \text{чел} = 4,4 \text{ Гкал} / \text{год} \cdot \text{чел.}, \quad (6)$$

При использовании геотермальных ресурсов термоводозабора только для целей горячего водоснабжения, геотермальным теплом могут быть охвачены населенные пункты и городские микрорайоны общей тепловой мощностью:

$$Q_y^{ст} = \frac{31000 \cdot (92,5 - 20,3) \cdot 10^{-3}}{24} = 93,2 \text{ Гкал} / \text{ч} \quad (7)$$

и населением:

$$n = \frac{665689 \text{ Гкал}}{1,8 \text{ Гкал} / \text{чел}} = 369827 \text{ чел.} \quad (8)$$

При использовании термоводозабора одновременно для отопления и для горячего водоснабжения, геотермальным теплом могут быть охвачены населенные пункты и городские микрорайоны с населением:

$$n = \frac{665689 \text{ Гкал}}{4,4 \text{ Гкал/чел}} = 151293 \text{ чел.} \quad (9)$$

## 2.9 Эффективность применения тепловых насосов

В зимний период потенциал геотермальных вод после теплообменников отопления и горячего водоснабжения еще достаточно высок ( $30^{\circ}\text{C}$ ) и его можно утилизировать в тепловом насосе, установленном на "хвосте" основной системы теплоснабжения.

В этом случае мощность испарителя теплового насоса составит:

$$Q_{исп} = 1291,6 \cdot (30 - 15) \cdot 10^{-3} \cdot 1,163 = 19,37 \text{ Гкал/ч} \approx 22,53 \text{ МВт} \quad (10)$$

При температуре низкопотенциального источника тепла  $30^{\circ}\text{C}$  коэффициент преобразования ТН составляет  $K_{пр} = 6,6$ .

Отсюда мощность компрессора ТН:

$$N = \frac{Q_u}{5,6} = \frac{22,53}{5,6} \approx 4 \text{ МВт} \quad (11)$$

Далее по известным  $Q_u$  и  $N$  находим мощность конденсатора ТН:

$$Q_k = Q_u + N = 22,53 + 4,0 = 26,53 \text{ Гкал/ч} \approx 26,5 \text{ МВт} \quad (12)$$

Годовая выработка тепла теплового насоса:

$$Q_{ТН}^{200} = 22,8 \text{ Гкал/ч} \cdot 39364 / \text{год} = 89740 \text{ Гкал} \quad (13)$$

Общая годовая выработка тепла системой геотермального теплоснабжения включающей 17 добычных скважин и тепловой насос составляет:

$$Q_{СГТ}^{200} = 665689 + 89740 = 755429 \text{ Гкал/год} \quad (14)$$

Таким образом, при применении тепловых насосов отпуск тепла возрастает примерно на 13-15 %.

Как видно из выражения (1), средневзвешенная температура геотермальной воды на сбросе все же выше ( $20,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ), чем температура воды после испарителя теплового насоса ( $15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ), что объясняется повышением температуры водопроводной воды в летний период.

### 2.10 Оценка экологической эффективности

Расчеты показывают, что создание системы геотермального теплоснабжения территории г. Грозного на базе разведанных ресурсов месторождений Гойтинское, Гунюшки, Петропавловское и Ханкальское позволит обеспечить ежегодную экономию органического топлива в 150 тыс. тонн условного топлива и сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу в объеме 250 тыс. тонн.

### 2.11 Оценка возможности строительства бинарных электростанций на месторождениях Чеченской Республике

Первая в мире бинарная электростанция мощностью 600 кВт была построена в СССР на Камчатке, в долине реки Паужетка.

В 1965 г. советские ученые С.С. Кутателадзе и А.М. Розенфельд получили патент на получение электроэнергии из горячей воды с

температурой более  $80^{\circ}\text{C}$  и уже в 1967 г. на Камчатке была построена и пущена в опытно-промышленную эксплуатацию Паратунская ГеоТЭС.

В ходе ее испытаний была доказана техническая возможность получения электроэнергии при использовании столь низкотемпературного источника тепла в традиционном цикле Ренкина на низкокипящем рабочем теле за счет тепла воды с температурой более  $70^{\circ}\text{C}$ . Однако в СССР сооружение таких станций не получило должного развития из-за низкой стоимости органического топлива в стране.

Сегодня бинарные ГеоТЭС в России могут быть экономически эффективными при температуре термальной воды  $70\text{-}200^{\circ}\text{C}$ . Суммарная мощность бинарных ГеоЭС работающих в мире превышает 500 МВт. В настоящее время за рубежом несколько компаний (в первую очередь израильская фирма "Ормат") наладили серийное производство бинарных энергоустановок на органических рабочих телах (изобутан, изопентан) единичной мощностью 1,5-4 МВт (рис. 2.3).

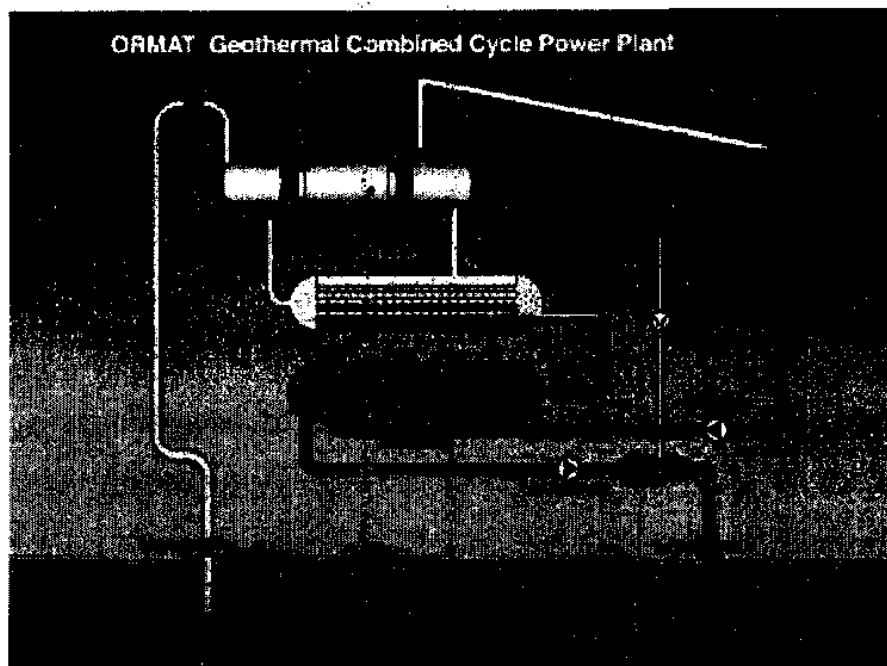


Рис. 2.3. Геотермальная электростанция фирмы "Ормат" с комбинированным циклом.

Геотермальные электростанции принято делить на три основные типы:

1. Станции, работающие на месторождениях сухого пара.
2. Станции с сепаратором, работающие на месторождениях горячей воды под давлением.
3. Станции с бинарным циклом, в которых геотермальная теплота передается к вторичной жидкости, например, фреону или изобутану, и происходит классический цикл Ренкина. Такие ГеоТЭС работают на месторождениях с сильно минерализованной горячей водой.

Применение бинарных ГеоТЭС позволяет быстро и надежно обеспечить электроэнергией поселки и небольшие города, находящиеся вдали от центральных районов, особенно в северных районах страны.

Сегодня в России открываются большие перспективы использования бинарных ГеоТЭС блочного типа мощностью от 100 кВт до 12 МВт для районов, где имеется горячая геотермальная вода.

В нашей стране в 1991 г. уже была разработана модульная транспортабельная бинарная энергоустановка мощностью 0,6-1,7 МВт на фреоне для использования термальных вод с температурой 80-180 °С (ОАО "ЭНИН", ОАО "Кировский завод"). В зависимости от температуры греющей воды удельная стоимость установленного киловатта составляет 400-1000 долларов США.

Энергомодуль может быть поставлен в течение 18 месяцев после получения заказа. Сегодня ОАО "Наука" по заказу ОАО "Геотерм" при поддержке Миннауки РФ и с участием МЭИ, ЭНИН и ИВТАН, активно разрабатывает ГеоТЭС с бинарным и комбинированным циклами.

#### *Верхне-Мутновская ГеоТЭС с комбинированным циклом*

В тех случаях, когда на поверхность земли поступает геотермальный двухфазный (пар-вода) теплоноситель при температуре более 120 °С, весьма желательным представляется применение ГеоТЭС с комбинированным



циклом. Принципиальная тепловая схема ГеоТЭС, работающей на месторождениях с двухфазным теплоносителем, с паровой турбиной и паропреобразователем приведена на рис. 2. Такие ГеоТЭС имеют два типа турбин:

- работающая на геотермальном паре при начальном давлении 0,4-0,8 МПа;
- работающая на органическом низкокипящем рабочем теле.

Кроме дополнительной выработки электроэнергии, обеспечивается надежная зимняя эксплуатация, поскольку температура воды в цикле не опускается ниже 70-80 °С, а низкокипящие рабочие тела не замерзают вплоть до температуры -70 °С.

В ОАО "Кировский завод" разработан проект и техническая документация для изготовления двухконтурного энергетического модуля мощностью 1,5 МВт на фреоне R-142в (рис. 2.4). Энергомодуль полностью изготавливается в заводских условиях и в собранном виде доставляется железнодорожным и автотранспортом на месторождение и потребует лишь минимальных строительно-монтажных работ для подключения к местной энергосистеме или к автономному потребителю.

Разработанный энергомодуль при незначительных изменениях может использовать в качестве рабочего тела также изобутан. ПО "Сумской насосный завод" разработал проект и техническую документацию на изготовление блочной насосной установки для закачки отработанной воды в пласт. В объединении ЛМЗ уже налажено производство специально разработанного взрывобезопасного бесщеточного генератора мощностью 1,6 МВт на 3000 об./мин.

Мощность на выходе ГеоТЭС зависит от многих факторов, в частности, от температуры геотермальной воды на входе в испаритель и на выходе из подогревателя, дебита скважины, температуры окружающего воздуха, величины газового фактора, принципиальной схемы станции, конструктивных особенностей турбинного оборудования и других. Номинальная температура воды в большинстве случаев составляет 120 °С.

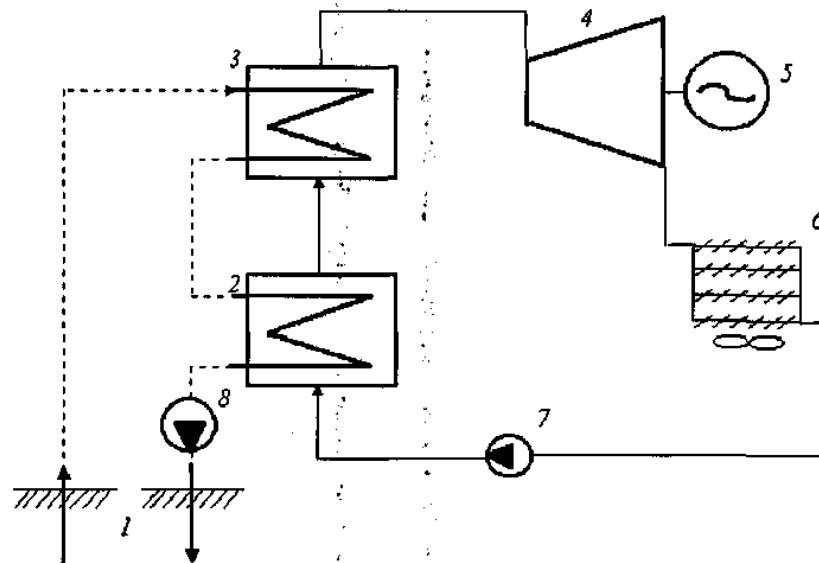


Рис. 2.4. Принципиальная схема двухконтурной ГеоТЭС на хладоне R142в.

1 - скважина; 2 - подогреватель; 3 - испаритель; 4 - турбина; 5 - генератор;  
6 - воздухоохлаждаемый конденсатор; 7 - конденсатно-питательный насос;  
8 - нагнетательный насос.

В случае использования геотермальных вод с температурой около 100 °С для получения 1 МВт электрической мощности необходима скважина с дебитом около 5000 м<sup>3</sup>/сутки.

В Чеченской Республике сегодня реально имеются всего два месторождения, которые могут быть использованы для целей выработки электроэнергии по бинарному циклу – Ханкальское и Новошедринское.

#### Ханкальское месторождение

Расчеты показывают, что даже при самых благоприятных условиях, если использовать на производство электроэнергии все добываемые на месторождении геотермальные воды (31000 м<sup>3</sup>/сутки), мощность ГеоТЭС на Ханкальской площади составит максимум 5,7 МВт с годовой выработкой 48 млн. кВтч. За вычетом расхода электроэнергии на собственные нужды (обратная закачка) полезный отпуск энергии составит 36 млн. кВтч/год.

### Новошедринское месторождение

Разведанные запасы месторождения сегодня составляют 1420 м<sup>3</sup>/сутки, температура воды на устье 100 °С. Ожидаемая максимальная мощность ГеоТЭС 0,312 МВт, возможная годовая выработка электроэнергии 3,0 млн. кВтч. За вычетом расхода на собственные нужды (обратная закачка) полезный отпуск электроэнергии составит 2,25 млн. кВтч/год.

Что касается затрат на строительство, то сегодня капвложения в модули "Ормат" составляют 1000 \$/кВт.

Удельные капвложения в обустройство геотермального промысла (включая подъемные и инжекционные скважины и БНС (блочно-комплектная насосная станция) составляют около 30 0000 руб./кВт в зависимости от наличия готовых скважин и пластовой температуры.

Принципиальная схема геотермальной электростанции на Новошедринском месторождении аналогична приведенной на рис. 2.4.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что в настоящее время выработка электроэнергии на данных месторождениях возможна с технической точки зрения, но экономически неэффективна, ввиду отрицательной доходности:

Инвестиции в проект на Ханкальском месторождении будут в два раза выше, чем в производство теплоэнергии (см. инвестиционное предложение по созданию геотермального производства на Ханкальском месторождении) – около 295 млн. руб. – по теплу и 342 млн. руб. – для выработки электроэнергии;

Выручка от производства электроэнергии будет в 1,7 раза ниже по сравнению с тем же аналогом (176 млн. руб. - по теплу и около 100 млн. руб. - по электроэнергии).

С учетом операционных затрат величина чистого дохода по Ханкальскому месторождению (наиболее перспективного по тепловому потенциалу) будет отрицательной за расчетный период.

Таким образом, на сегодняшний день и на ближайшую перспективу создание геотермального производства по электроэнергии на месторождениях Чеченской Республики экономически нецелесообразно.

## ВЫВОДЫ

1. Геотермальные воды месторождений Чеченской Республики представляют промышленный интерес для воссоздания геотермального комплекса.

2. По запасам геотермальных вод Чеченская Республика занимает третье место в Российской Федерации, уступая только Дагестану и Камчатской области.

3. Наиболее эффективным является Ханкальское месторождение, которое предлагается в качестве первоочередного объекта реализации первого этапа Подпрограммы (2011-2015 гг.).

4. На втором этапе (2016-2030 гг.) предполагается ввод в эксплуатацию тринадцати геотермальных месторождений: Комсомольское, Гудермесское, Герменчукское, Новогрозненское, Центрально-Бурунное, Гунюшки, Петропавловское, Каргалинское, Червленское, Гойтинское, Дубовское, Новошедринское, Щелковское.

5. После принятия решения об утверждении Подпрограммы необходимо приступить к следующей стадии реализации программы освоения геотермальных ресурсов Чеченской Республики:

- составлению проектов разработки геотермальных месторождений;
- определению состава участников проекта и источников финансирования;
- разработке обоснования инвестиций в воссоздание геотермального комплекса на территории Чеченской Республики;
- рабочий проект.

## Список литературы

1. Возобновляемые источники энергии и их перспективы для России / Шпильрайн Э.Э. // Энергетика России: проблемы и перспективы: Труды научной сессии РАН. – М.: 2006. С. 284-292.
2. Гидротермальные карты по перспективным районам Центрального и Западного Предкавказья в масштабе 1:500000 с оценкой прогнозно-эксплуатационных ресурсов запасов термальных вод: отчет о НИР / ЦКГЭ ПГО «Севкавказгеология»; испол. Костенко Д.М., Судейко Л.М. и др. - Ессентуки, 1969.
3. Генеральная схема освоения ресурсов термальных вод перспективных районов ЧИАССР до 2000 г. том 1 и 2. отчет о НИР / НПО «Союзбургеотермия», испол. Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1983.
4. Генеральная схема освоения ресурсов термальных вод перспективных районов страны на период до 2000 г., /отчет о НИР, кн.1 / НПО «Союзбургеотермия», испол. Алиев В.Г. и др. - Махачкала, 1985.
5. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Теплоэнергетические воды. - М.: ФГУНПП "Росгеолфонд", 2009. -67 с.
6. Генеральная схема освоения ресурсов термальных вод перспективных районов страны на период до 2000 г., / Отчет о НИР, кн.1 / НПО "Союзбургеотермия"; Исполнители: Алиев В.Г. и др. - Махачкала, 1985.
7. Исрапилов М. И., Керимов А. Ш., Бабаев А. Ю., Магомедбеков Х. Г. Основные направления и экономическая целесообразность использования термальных вод Дагестана // Геотермия. Геотермальная энергетика: Тр. / ИПГ ДНЦ РАН. Махачкала, 1994. С. 4-16.
8. Инструкция о порядке составления отчетного топливно-энергетического баланса предприятия (организации) за 1985 год по форме № 1-ТЭБ. ЦСУ СССР. Москва, 1985.
9. Керимов И.А., Даукаев А.А., Мосеенко Н.А., Ямалханов И.А., Усманов А.Х., Гайсумов М.Я., Висмурадов А.В. Полезные ископаемые Чеченской Республики. Справочник. - Грозный: АН ЧР, 2009. - 246 с.
10. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Официальное издание: Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ и др. № ВК 4771. - М.: Экономика, 2000.
11. Методические рекомендации по региональной оценке эксплуатационных запасов подземных термальных вод / ВНИИ гидрогеол. и инж. геол.; сост. Шпак А.А. - М.: 1980.

12. Методические рекомендации по формированию нормативов потребления услуг жилищно-коммунального хозяйства. Министерство экономики Российской Федерации. Москва, 1999 г.

13. Отчет «Анализ разработки месторождений термальных вод Кавказа (Черкесское, Ханкальское, Зугдидское, Новогрозненское)». СевКавНИИгаз, Ставрополь, 1979.

14. Отчет «Разработка систем геотермального теплоснабжения и исследование термогидродинамического режима в подземных пластах с обратной закачкой термальных вод на примере Ханкальского термоводозабора». Академия наук УССР, Институт технической теплофизики, Киев, 1984.

15. Отчет о НИР "Анализ разработки месторождений термальных вод Кавказа (Черкесское, Ханкальское, Зугдидское, Новогрозненское)". СевКавНИИгаз, Ставрополь, 1979.

16. Отчет по подсчету эксплуатационных запасов термальных вод месторождения Ханкальская долина ЧИ АССР (для теплоснабжения и горячего водоснабжения): Отчет о НИР / ВНИИ гидрогеол. и инж. геол.; Исполнители: Шпак А.А., Бурмистров Г.И., Мясников Ю.Ф. - Ессентуки, 1969.

17. Поваров О.А., Васильев В.А., Томков Ю.П., Томаров Г.В. Геотермальные электрические станции с комбинированным циклом для северных районов России // Экологические системы. 2003. № 5.

18. Проект опытно-промышленной разработки Петропавловского (Грозненского) термоводозабора с поддержанием пластового давления / ВНИПИгеотерм; Исполнители: Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1992.

19. Проект детальной разведки IV - VII и XIII Караганских отложений Гойтинского месторождения термальных вод. // Отчет о НИР / ВНИПИгеотерм; Исполнители: Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1989.

20. Проект опытно-промышленной разработки термоводозабора Герменчук с поддержанием пластового давления / ВНИПИгеотерм; Исполнители: Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1994.

21. Проект опытно-промышленной разработки Петропавловского (Грозненского) термоводозабора с поддержанием пластового давления. / ВНИПИгеотерм, испол. Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1992.

22. Проект опытно-промышленной разработки термоводозабора Герменчук с поддержанием пластового давления. / ВНИПИгеотерм, испол. Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1994.

23. Разработать комплексный проект поисково-разведочных работ с целью подготовки запасов теплоэнергетических вод по Грозненскому району на XIII пятилетку. Отчет о НИР ВНИПИгеотерм (Авт.: Шарафутдинов Ф.Г., Саркисов А.Т.), Махачкала, 1991.

24. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / под ред. Безруких П.Г. – С.-Пб.: Наука, 2002.

25. Региональная оценка эксплуатационных ресурсов термальных вод Северного Кавказа: отчет о НИР / ПГО "Севкавгеология", ВСЕГИНГЕО Мингео СССР; Исполнители: Н.Д. Панарина, Д.А. Забелова, Л.И. Судейко, А.А. Шпак. - Ессентуки, 1980.

26. Разработать концепцию освоения геотермальных ресурсов и подготовить банк данных по разведанным и перспективным районам Российской Федерации / отчет о НИР, кн.1 / ВНИПИгеотерм», испол. Мусаханов Н.Б. и др. - Махачкала, 1995.

27. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / под ред. Безруких П.Г. – С.-Пб.: Наука, 2002.

28. Составить генеральную схему развития работ по использованию термальных вод в народном хозяйстве до 1990 г.: отчет о НИР. Часть 1 / ОАО «СевКавНИИгаз»; испол. И.П. Ковшов и др. - Ставрополь, 1977.

29. Стратегия социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года.

30. Сухарев Г.М. Подземные воды – огромный источник тепловой энергии. М.: Недра, 1964.

31. Техничко-экономическая оценка строительства системы геотермального теплоснабжения объектов г. Грозного в условиях Ханкальского месторождения / Отчет о НИР / ЛГУ им. Г.В. Плеханова; Исполнители: Дядькин Ю.Д. и др. – Ленинград, 1983.

32. Техничко-экономический доклад о возможности теплоснабжения г. Грозного и его пригородов термальными водами в объеме 70 тыс. м<sup>3</sup>/сут с последующим возвратом отработанных вод в недра / ОАО "СевКавНИИгаз"; Исполнители: Саркисов А.Т. и др. - Ставрополь, 1981.

33. Уточнить ресурсы, создать научно-технические предпосылки успешного их освоения и разработать рекомендации по развитию сырьевой базы и объемам добычи геотермальных вод Северного Кавказа до 2000 года. Отчет по теме 12 ГТЗ. 81.82. Махачкала, ВНИПИгеотерм, 1982. Рук. темы. Тенишев Ю.С.

34. Уточнить ресурсы, создать научно-технические предпосылки успешного их освоения и разработать рекомендации по развитию сырьевой базы и объемам добычи геотермальных вод Северного Кавказа до 2000г. / Отчет о НИР / НПО "Союзбургеотермия"; Исполнители: Саркисов А.Т. и др. – Махачкала, 1982.

35. Фролов В.П., Щербаков С.Н., Фролов М.В. Эффективность использования тепловых насосов в централизованных системах теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2004. № 7.

36. Povarov K.O., Svalova V.B. Geothermal Development in Russia: Country Update Report 2005-2009, Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali Indonesia(CD).

37. [http://www.eninnet.ru/lge/geotes\\_r.htm](http://www.eninnet.ru/lge/geotes_r.htm)



## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

## **ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ «СОЗДАНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА НА БАЗЕ ХАНКАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

#### **1.1 Цель и основные задачи проекта**

Целью проекта является создание на территории Чеченской Республики геотермального производства на базе разведанных ресурсов Ханкальского месторождения.

*Основные задачи, решаемые проектом:*

- вовлечение в экономику региона ранее неиспользуемых геотермальных ресурсов;
- изучение геолого-технических особенностей разработки геотермальных вод Ханкальского месторождения Чеченской Республики, обоснование сырьевой базы, выбор участка для организации производства, разработка строительных решений;
- определение основных технико-экономических показателей и экономической эффективности производства по использованию подземных термальных вод Ханкальского месторождения Чеченской Республики;
- создание новых рабочих мест, увеличение доходной базы местных бюджетов, повышение предпринимательского спроса и социальной привлекательности геотермальной энергетики.

Методическая основа разработки: действующие нормативные документы и методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов и научных исследований в газовой промышленности; накопленный практический опыт разработки соответствующей научно-технической и проектной документации и т.д.

Настоящее исследование имеет высокую значимость, поскольку рассматривает вопросы общей перспективы создания производства по освоению геотермальных ресурсов на месторождениях Чеченской Республики, ведущей к восстановлению геотермальной подотрасли.

#### **1.2 Обоснование соответствия решаемых задач приоритетам социально-экономического развития Российской Федерации и ее регионов**

Геотермальное производство является составной частью топливно-энергетического комплекса, обеспечивающее добычу и промышленное использование геотермальных ресурсов: энергия геотермальных вод, сырьевая и другие виды продукции. Постановка исследования определяется необходимостью поиска механизмов восстановления и дальнейшего развития геотермальной подотрасли топливно-энергетического комплекса в Чеченской Республике.

В настоящее время в силу известных событий фактически отсутствует добыча геотермальных ресурсов, хотя до 1990-1991 гг. геотермальное производство в Чеченской Республике динамично развивалось. В 1990г. добыча составляла около 7,5-8,0 млн.м<sup>3</sup>/год за счет имеющихся в эксплуатации геотермальных скважин.

Наиболее изученным и перспективным геотермальными месторождением с точки зрения ввода в эксплуатацию являются Ханкальское и Октябрьское. Это обусловлено как физико-химическими характеристиками месторождения, так и возможным потенциалом реализации геотермальной энергии для теплоснабжения г. Грозный, населенного пункта Ханкала, строительства (расширения ТПК совхоза «Тепличный») теплично-парникового комбината в Ханкале мощностью 6-18 га.

Инвестиционное предложение является постановочной работой и предваряет последующие этапы разработки комплекса работ по созданию опытно-промышленного предприятия. Поэтому исходные данные, закладываемые для расчетов материальных и тепловых балансов ориентировочные, получены на основании предварительных исследований и литературных данных. Кроме того, при разработке строительных решений и оценке эффективности инвестиций использованы данные проектов – аналогов.

По результатам проведения настоящего исследования выявлена целесообразность принятия решения о постановке предпроектных (Переоценка эксплуатационных запасов, обоснование инвестиций) и проектных работ по созданию геотермального производства на Ханкальском месторождении в Чеченской Республике.

## 2. ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

### 2.1 Общие сведения о районе, физико-химических и климатических условиях

На территории Чеченской Республики имеется ряд геотермальных месторождений – это Червленое, Щелковское, Гудермесская геотермальная площадь и ряд других. Среди них наиболее эффективным является Ханкальское месторождение термальных вод, которое расположено юго-восточнее столицы Чеченской республики – г. Грозного, на расстоянии 8-10 км от него.

Через участок, на котором расположен Ханкальский термоводозабор, проходит асфальтированная дорога г. Грозный – с. Шатой.

Ранее, непосредственно на территории участка располагалась производственная база Северо-Кавказского управления по использованию глубинного тепла Земли, которая вела эксплуатацию Ханкальского термоводозабора с 1974 г. Здесь же был расположен основной потребитель термальных вод – совхоз «Тепличный». С запада к участку примыкают промышленные сооружения НГДУ «Октябрьнефть», а сам Октябрьский район удален от участка на 2-3 км и связан с городом трамвайной линией и асфальтированными дорогами.

Ханкальская долина – древняя долина р. Аргун. Она имеет почти меридиальное простирание. Ширина долины 2 – 2,3 км. Западным – северо-западным бортом долины являются склоны возвышенности Сюиль Корт (+ 396 м). С востока – юго-востока Ханкальская долина ограничена склонами возвышенности Сюиль Корт (+435 м), которая далее круто обрывается современной долиной р. Аргун. расположена возвышенность Гойт – Корт (+236 м).

Наиболее крупными реками района являются Сунжа, Аргун, Гудермес, которые в пределах рассматриваемой территории протекают в северном направлении. Непосредственно через участок проходит оросительный канал. Климат района характеризуется сухим жарким летом и малоснежной, не очень холодной зимой. Среднемесячная температура воздуха зимой колеблется от -1,8 до -4,1 °С, летом от 19,9 до 24,9 °С. Абсолютный минимум температуры достигает -35 °С, абсолютный максимум +42 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм. Среднегодовая относительная влажность воздуха колеблется от 74 до 84%.

### 2.2 Краткие сведения о геологической и гидрогеологической изученности и промышленной разведке месторождения

История гидрогеологической и геологической изученности Ханкальского месторождения термальных вод неразрывно связана с разведкой и разработкой Октябрьского нефтяного месторождения. Еще в 20-е годы были получены мощные фонтаны термальной воды на 28-32 промысловых участках Октябрьского месторождения. Наиболее мощный

фонтан был получен в 1928 г. из скважины 1-28. Дебит скважины достигал 2500 м<sup>3</sup>/сут. при устьевой температуре 96<sup>0</sup>С.

Гидрогеологические и геологические условия Октябрьского района изучались Н.Т. Линдропом, В.Н. Николаевым, Г.С. Сухаревым, С.П. Власовой, Ю.К. Таранухой. На рис. 1-4 приведены гидрогеологические профили и структурные карты по кровлям разных пластов. В работах этих авторов также указывалось на возможность использования термальных вод Октябрьского района не только в лечебных целях, но и как теплоноситель. Г.М. Сухаревым, С.П. Власовой, Ю.К. Таранухой рассмотрена возможность возврата отработанных термальных вод в XIII и XVI пласты с целью восстановления ресурсов термальных вод.

По мере сокращения отборов нефти из карагано-чокракских залежей и обводнения скважин создавалась возможность использовать обводнявшиеся нефтяные скважины, расположенные в Ханкальской долине, для добычи термальных вод. Для этой цели были отремонтированы скважины нефтяного фонда (8-32, 27-32, 10-28 и 33-28) и пробурены специальные скважины (1-Т, 2-Т, 3-Т, 13-Т).

Таким образом, был организован Ханкальский термоводозабор, который вышел в опытно-промышленную разработку в 1966 году. В дальнейшем термоводозабор расширялся за счет бурения новых скважин (4-Т, 6-Т, 5-Т и 14-Т).

В семидесятые годы институтом «ВНИПИГаздобыча» проведена детальная разведка месторождения, подсчитаны фильтрационные параметры пластов, оценены и утверждены ГКЗ СССР эксплуатационные запасы термальных вод.

Систематические отборы термальной воды начаты в 1974 году. Эксплуатацию термальных вод Ханкальского месторождения осуществлял Северо-Кавказское управление по использованию глубинного тепла Земли. Эксплуатационный фонд на IV -VII, XIII и XXII пласты составлял 10 скважин. С IV- VII пласта работают четыре скважины №№ 2Т, 3Т, 8-32, 10-28. Скважины 10-28 совместно эксплуатировались I-XII пласты. Эксплуатация XIII пласта осуществлялась скважинами Л-Т, 4-Т, 6-Т, 27-32 и 33-28. С XXII пласта периодически работала только одна скважина 13-Т.

В 1981 году составлен «Технико-экономический доклад о возможности теплоснабжения г. Грозного и его пригородов термальными водами» в объеме 70 тыс. м<sup>3</sup>/сут с последующим возвратом отработанных вод обратно в недра, где рассмотрена возможность организации поддержания пластового давления в XII и XXII пластах Ханкальского месторождения. В 1980г. при Северо-Кавказском управлении по использованию глубинного тепла Земли создана тематическая партия, которой в 1981 году выполнена работа по теме: «Гидрогеологические исследования термоводоносных комплексов в районе г. Грозного». Результатом этой работы явилось уточнение фильтрационных параметров основных эксплуатационных объектов Ханкальского месторождения. В отопительный период 1981-1982гг. СКУИГТЗ проведен эксперимент по разработке XIII пласта с возвратом отработанных вод в пласт.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Октябрьскому поднятию, которое расположено в восточной части Сунженской антиклинальной зоны и в рельефе выражено Алдынским хребтом, расчлененным Ханкальской долиной на две части – западную, Сюиль Корт с продолжением за р. Аргун (Гойт - Корт).

В целом, Октябрьское поднятие представляет собой изоклинальную вытянутую с северо-запада на юго-восток брахиантиклиналь, которая имеет коробчатое строение с пологим сводом и крупными (до вертикальных) северным и южным крыльями.

В результате разведочного и эксплуатационного бурения на Ханкальском месторождении термальных вод в карагано-чокракских отложениях вскрыто 23 водоносных пласта (I-XIV – караганского горизонта и XV-XXIII - чокракского).

I и II пласты сложены кварцевыми мелкозернистыми, слабосцементированными глинистыми песчаниками. Средняя мощность равна 13-14,5 м. Их разделяет 5-ти метро-

вый глинистый пласт. Выше 1 пласта имеется глинистый водоупор мощностью 21 м. Пористость песчаников 25,0-30,5%, проницаемость около 0,77 Дарси. Воды I-II пластов повышенной минерализации, хлоридно-натриевого типа, реже отмечаются хлоркальциевые воды.

III пласт сложен мелкозернистым песчаником, который прослеживается со средней мощностью 13 м. Эффективная мощность коллектора не превышает 7-8 м. Глины, залегающие в кровле пласта, имеют мощность 6,5 м. Воды горизонта слабominерализованные, гидрокарбонатно-натриевого типа.

IV-VII пласты объединяются в единый термоводоносный горизонт, так как на большей части района они слиты, глинистые прослои между ними маломощны и не выдержаны по простираанию. Средняя мощность пласта 40-43 м. Мощность чистых песчаников изменяется от 18-46 м. Термоводоносный горизонт IV-VII пластов характеризуется высокой проницаемостью (0,7-1,01 Дарси) и четко выраженным водонапорным режимом. Современные статические уровни располагаются на абсолютных отметках 1182+206,5 м (скв. 3-Т). Максимальные дебиты скважин составляют 1000-2500 м<sup>3</sup>/сутки. Пластовая температура равна 89-95,5 °С. По химическому составу воды IV-VII пластов относятся к гидрокарбонатно-натриевым. Минерализация их в большинстве случаев не превышает 1,2 г/л.

VII пласт представлен мелкозернистым, кварцевым, очень рыхлым песчаником со средней мощностью 12 м, который включает воды гидрокарбонатно-натриевого состава с минерализацией в среднем 1,5 г/л.

X пласт сложен в кровле и подошве темно-серыми плотными глинами с частыми маломощными прослоями светло-серого, мелкозернистого песка. Вся остальная мощность пласта представлена серым кварцевым песчаником с тонкими прослоями глин. Мощность песчаника в среднем по площади 16м. Мощность перекрывающего его глинистого пласта 3,5 м. Максимальный дебит скважин X пласта составил 575 м<sup>3</sup>/сут. Температура воды на устье скважин при ее максимальном дебите достигала 87,8 °С, пластовая температура 90,2 °С. Минерализация вод описываемого горизонта низкая (до 1 г/л), химический тип воды гидрокарбонатно-натриевый.

XI пласт представлен мелкозернистым кварцевым глинистым песчаником, разделенным пластом песчанистой глины. Воды пласта относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация вод 1,3-1,7 г/л.

XIII пласт сложен мелкозернистым кварцевым глинистым песчаником. Эффективная мощность пласта превышает 10 м. Мощность глинистой покрывки 3,5 м. Минерализация вод 2,5 г/л, по типу вода гидрокарбонатно-натриевая.

Термоводоносный горизонт XIII пласта приурочен к средне- и крупно – зернистым кварцевым песчаникам, почти лишенным глинистых прослоев. Средняя мощность пласта составляет 46 м. От выше лежащего XII пласта отделен глинистым пластом мощностью 13-17,5 м. Глубина залегания кровли пласта в пределах месторождения изменяется от 700-887 м, на своде структуры и присводовой части (скв.33-28,27-32,3-Т) увеличиваясь до 920-1150 м на ближайших погружениях крыльев (скв. 1-Т, 2-Т). Дебиты скважин достигают 750-2400 м<sup>3</sup>/сут.

Пластовые температуры (95,2-102 °С) обеспечивают получение на устьях скважин воды с температурой 95-98 °С при максимальных дебитах.

Минерализация вод XIII пласта составляет 0,87-1,5 г/л, по типу воды гидрокарбонатно – сульфатно-натриевые.

XIV пласт сложен мелкозернистым кварцевым песчаником. Эффективная мощность пласта 2-10 м. Воды XIV пласта аналогичны водам XIII пласта.

XV пласт представлен мелкозернистым кварцевым песчаником. Пласт характеризуется линзовидным строением. Общая мощность пласта -9м, эффективная в среднем 5-5,6 м.

Пористость песчаника 15-24 %, проницаемость 0,94-1,24 Дарси. Воды XV пласта слабоминерализованные, сильно щелочные, гидрокарбонатно-натриевые.

Термоводоносный горизонт XVI пласта является самым значительным по мощности и высокоминерализованным. Сложен он средне - крупнозернистыми, различной плотности кварцевыми песчаниками. В кровле пласта почти по всей площади прослеживается прослой (2,5-6,5 м) глинистого песчаника. Эффективная мощность горизонта колеблется от 40 до 60 м. Минерализация вод горизонта равна 0,8-2 г/л. Химический тип вод, в основном, гидрокарбонатно-натриевый.

XVIII пласт и «пачка» пластов XIX-XX-XXI сложены мелкозернистым песчаником. Пласты низкодебитные, содержат гидрокарбонатно-натриевые воды с минерализацией до 3,5 г/л.

Термоводоносный горизонт XXII пласта сложен крупнозернистым кварцевым песчаником. Мощность пласта 28-35 м, кровля пласта вскрыта на глубине от 1270 м.

XXII пласт является самостоятельным гидродинамическим объектом, не имеющим связи с вышележащим горизонтом XIX-XXI пластов, от которого он отделен 80-ти метровым глинистым прослоем. Дебиты скважин находятся в пределах 1800-3000 м<sup>3</sup>/сутки. Пластовая температура вод XXII пласта достигает 107-108 °С. Воды XXII пласта гидрокарбонатно-натриевого типа, минерализация 1,5 г/л.

По месторождению Ханкала был собран материал по 27 геотермальным скважинам. Из них три скважины относятся к площади Ханкальская долина (1-Т, 2-Т, 3-Т), 18 скважин относятся к площади Ханкала (4-Т, 5-Т, 6-Т, 7-Т, 8-Т, 9-Т, 11-Т, 13-Т, 14-Т, 15-Т, 16-Т, 25-Т, 27-Т, 28-Т, 29-Т, 31-Т, 32-Т, 34-Т) и 6 скважин относятся к Ново-Ханкальской площади (18-Т, 19-Т, 21-Т, 22-Т, 23-Т, 30-Т).

### 2.3 Характеристика фонда эксплуатационных скважин

Всего на Ханкальском водозаборе имеется 12 действующих эксплуатационных скважин, из которых одна (скв. 13-Т) длительное время находится в консервации.

IV-VII пласты эксплуатируют четыре скважины (№ 2-Т, 3-Т/8/32, 10/28), причем в скв. 10/28 вскрыты 1-XII пласты. В плане скважины расположены по треугольной схеме с центральной скважиной 8/32. Скважины IV-VII пластов в основном высокопродуктивные (дебиты порядка 2000 м<sup>3</sup>/сут). Исключение составляет скважина 2-Т, которая при депрессии на пласт 6 кг/см<sup>2</sup> в состоянии дать лишь 1000 м<sup>3</sup>/сут. Для сравнения укажем, что остальные скважины при этой же депрессии способны дать дебиты более 2000 м<sup>3</sup>/сут.

XIII пласт эксплуатируют пять скважин (1-Т, 4-Т, 6-Т, 27/32, 33/28), которые в плане размещены по четырехугольной схеме с одной далеко расположенной скв. 6-Т.

Скважины XIII пласта в основном высокопродуктивные, дебит их свыше 1500 м<sup>3</sup>/сут при относительно низких депрессиях порядка 3-4 кг/см<sup>2</sup>.

При сравнении продуктивных характеристик скважин IV-VII и XIII пластов можно прийти к выводу, что скважины XIII пласта имеют несколько более высокую продуктивность, чем скважины IV-VII пластов.

Скважины 5-Т и 6-Т, дренирующие соответственно IX и VIII-IX пласты, по продуктивным характеристикам выглядят несколько хуже, чем скважины IV-VII пластов.

Все скважины обсажены, в основном, 5-6 дюймовыми эксплуатационными колоннами. Две скважины обсажены 8 и 12-ти дюймовыми колоннами (13-Т и 27/32).

В составе эксплуатационного фонда можно выделить две группы скважин:

1. Старые нефтяные скважины, восстановленные в 1965-1966 г. для эксплуатации термоводоносных пластов (8/32, 27/32, 10/28, 33/28);

2. Новые, специально пробуренные скважины для добычи термальной воды.

### 2.3.1 Отборы термальной воды из эксплуатируемых пластов

Несмотря на то, что запасы термальных вод Ханкальского месторождения были утверждены ГКЗ еще в 1969 году, регулярные отборы воды начаты лишь в 1974, когда было введено в эксплуатацию теплично-парниковое хозяйство.

В настоящее время в разработке находятся IV-VII и XIII пласты и в незначительном, ограниченном размере, VIII-IX пласты.

Добыча воды из XXII пласта запрещена Госгортехнадзором с целью охраны серноводских источников от истощения, несмотря на то, что в результате работ, установлена возможность отбора из этого пласта  $3000 \text{ м}^3 / \text{сут}$ .

Скважиной 13-Т в сутки можно отбирать лишь  $2500 \text{ м}^3$ . Поэтому запрет Госгортехнадзора представляется необоснованным.

Отбор жидкости из IV-VII пластов осуществляется четырьмя скважинами: 2-Т, 3-Т, 8/32, 10/28. Наибольший отбор производился из скважины 8/32.

Промысловые данные по эксплуатации пластов наглядно отражают периодические отборы, а именно, только во время отопительного сезона (с 15 октября по 15 апреля). За рассмотренный период наблюдался рост суммарной добычи от  $907,6 \text{ тыс. м}^3$  до  $1 \text{ млн. м}^3$ . Этот рост связан с увеличением добычи по скважинам 3-т и 8/32. Всего на 1.12.77 г. из IV-VII пластов отобрано  $3.614.000 \text{ м}^3$  термальной воды.

Утвержденные ГКЗ эксплуатационные запасы IV-VII пластов по категориям А+В+С -  $5 \text{ тыс. м}^3 / \text{сутки}$  или  $760 \text{ тыс. м}^3$  за отопительный сезон (152 дня). Фактически за отопительный сезон (1976-77 годы) отобрано  $1012210 \text{ м}^3$ , что на 33 % больше, чем утверждено ГКЗ.

Имеются сведения о добыче воды из XIII пласта. Для этого пласта построен график эксплуатации. XIII пласт эксплуатируется пятью скважинами: 1-Т, 4-Т, 6-Т, 27/32, 33/28. Наибольший отбор термальной воды осуществляется из скважины 33/28.

Утвержденные ГКЗ эксплуатационные запасы XIII пласта по категориям А+В+С равны  $2666 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . при сезонной эксплуатации или  $949 \text{ тыс. м}^3$  в течение года. На 01.12.77 г. из XIII пласта отобрано  $4276699 \text{ м}^3$ .

Добыча термальной воды ведется и из IX-X пластов. Суммарный отбор по ним составляет  $303302 \text{ м}^3$ .

В целом по Ханкальскому термоводозабору на 01.12.79 г. было отобрано  $8415196 \text{ м}^3$  термальной воды.

Анализ вышеизложенного фактического материала приводит к выводу, что с течением времени наблюдался рост отборов воды в целом по Ханкальскому термоводозабору при постоянном числе эксплуатационных скважин.

Последнее возможно лишь при условии, что скважины имеют высокие эксплуатационные возможности, которые полностью по различным причинам (погодные условия, потребность в термальной воде) не могут использоваться.

Следует также отметить, что не совсем научно обосновывались промысловые исследования. Например, замеры дебитов скважин были поставлены неудовлетворительно.

В связи с этим следует в будущем приложить много усилий для организации регулярных наблюдений за изменением дебита скважин при регулировании подачи воды потребителям. Кроме того, необходимо определить потенциальные возможности скважин при их одиночной работе, а также при групповых выпусках с учетом взаимодействия скважин.

### 2.3.2 Изменение пластового давления в процессе разработки месторождения

На основании промысловых данных подсчитаны коэффициенты производительности пласта, которые представляют собой количество воды в  $\text{м}^3$ , извлекаемое из пласта при снижении давления в нем на  $1 \text{ кг/см}^2$ . Эти коэффициенты уменьшаются во времени от 469

тыс.м<sup>3</sup> до 211 тыс.м<sup>3</sup>. Причем наиболее достоверными считаются последние значения, как полученные на основании большего количества фактических данных. При отборе за сезон 1 млн. м<sup>3</sup> воды при указанном коэффициенте производительности снижения давления составит порядка 5 кг/см<sup>2</sup>.

Дальнейшее увеличение отборов из IV-VII пластов может привести к падению давления более 5 кг/см<sup>2</sup> и к прекращению фонтанирования скважин.

Таким образом, по IV-VII пластам дальнейшее увеличение добычи термальной воды недопустимо. Поведение пластового давления в XIII пласте заметно отличается от IV-VII пластов. Здесь не отмечается падение давления, связанного с отборами.

В этом пласте, по-видимому, проявляется жесткий водонапорный режим, хорошая связь с XIII пластом Октябрьского месторождения. Возможно также влияние сброса воды в пласт на нефтепромысловой площади. На 1.11.77 г. в пласт было закачано 15.755.000 м<sup>3</sup> воды.

В связи с вышеизложенным можно полагать, что некоторое увеличение отборов из XIII пласта не приведет к прекращению фонтанирования скважин.

Ввиду ограниченности данных по VIII-IX и XXII пластам подобный анализ не был проведен.

Увеличения добычи из XIII пласта, возможно, осуществить путем перевода скважины 13-Т с XXII пласта. Скважину 13-Т предлагается перевести с XXII пласта на XIII.

### 2.3.3 Анализ эксплуатационных параметров пластов

Параметры пластов получены в результате обработки опытных, опытно-эксплуатационных выпусков и гидропрослушивания. Значения величин усредненных фильтрационных параметров были положены в основу подсчета эксплуатационных запасов термальных вод гидродинамическими методами.

После утверждения запасов в ГКЗ, с целью наращивания эксплуатационных запасов, на участке было продолжено бурение разведочных скважин. В соответствии с результатами подсчета и решением ГКЗ на участке пробурены скважины 4-Т, 5-Т, 6-Т, 13-Т, 14-Т. Надо отметить, что рассчитанные параметры пластов соответствуют тем параметрам, которые были заложены при оценке запасов с учетом проектных скважин

Однако необходимо отметить, что параметры, полученные в результате одиночных опытных выпусков, характеризуют только зоны небольшого радиуса влияния, ввиду кратковременности выпусков и относительно малых отборов. При оценке эксплуатационных запасов принимаются средние значения параметров пластов на всю зону влияния для процесса длительной эксплуатации. Оценить же параметры на большие зоны влияния возможно только по результатам длительных систематических режимных наблюдений за эксплуатацией месторождения.

Для уточнения параметров на большие зоны возмущения были использованы имеющиеся наблюдения за интенсивным и сосредоточенным отбором жидкости из XIII пластов Октябрьского нефтяного месторождения. Оценка параметров проводилась по укрупненной скважине для условий бесконечного пласта. Принятие таких условий правомочно, т.к. границы термоводоносных пластов находятся от Октябрьского месторождения на расстоянии более 20-25 км и мало влияют на величину безразмерного гидравлического сопротивления.

До настоящего времени на IX месторождении не оборудованы наблюдательные скважины на XIII и IV-VIII пласты, несмотря на то, что основная добыча термальной воды производится из этих объектов.

Утвержденные в ГКЗ эксплуатационные запасы по промышленным категориям (А+В) для основных термоводоносных объектов составляют 9,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. термальной воды при эксплуатации в течение 152 суток и 5,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при непрерывной эксплуатации в течение года.



Ханкальский термоводозабор в промышленном масштабе начал эксплуатироваться с 1974 года. В связи с постоянным ростом потребности в тепле из года в год увеличивались объемы добычи термальных вод. Кроме того, фактически эксплуатация велась в течение 210 суток и по характеру приближается к непрерывной.

Интенсификация добычи привела к дополнительной сработке уровня, вследствие чего в отопительный период добыча термальной вода падала с 9,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в ноябре месяце до 5,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в марте.

Анализ разработки Ханкальского месторождения термальных вод показал невозможность прироста разведанных запасов за счет расширения существующего термоводозабора без искусственного их восполнения.

В связи с этим в период 1981-1982 гг. была произведена опытно-промышленная эксплуатация XIII пласта карагана с обратной закачкой отработанных термальных вод для поддержания пластового давления, как метод искусственного восполнения запасов.

Результаты опытно-промышленной разработки XIII пласта с поддержанием пластового давления выявили принципиальную возможность использования данного метода для увеличения производительности Ханкальского термоводозабора с целью покрытия дефицита, а также перспективной потребности в тепле.

Кроме того, обратная закачка отработанных термальных вод в эксплуатационные горизонты является весьма эффективным средством борьбы с загрязнением окружающей среды

Выполненными работами доказана возможность дальнейшего расширения термоводозабора путем внедрения системы поддержания пластового давления по всем основным эксплуатационным объектам и их опытно-промышленная эксплуатация для выяснения возможности увеличения объемов добычи термальных вод до 50,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в перспективе.

#### 2.4 Запасы термальных вод по основным объектам разработки

В семидесятые годы на Ханкальском месторождении термальных вод институтом "ВНИПИГаздобыча" была проведена детальная разведка, по результатам которой оценены и утверждены ГКЗ эксплуатационные запасы. Оценка эксплуатационных запасов производилась для IV-VII, XI пластов караганского и XXII пласта чокракского горизонтов как в условиях сезонной эксплуатации (152 суток), так и при непрерывной эксплуатации в течение 10000 суток.

При подсчете запасов термальных вод учитывалась специфика разработки Ханкальского месторождения. Она заключается в том, что помимо сезонной добычи термальных вод из IV-VII и XIII пластов караганского горизонта осуществлялась круглогодичная добыча нефти с большим количеством воды на Октябрьской площади из этих же пластов, отделение нефти от воды и последующая обратная закачка воды в вышеуказанные объекты (объем закачки принимался равным 3-4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки).

По промышленным категориям (А+В) утвержденные запасы на Ханкальском термоводозаборе, как отмечено выше, составляют 9,7 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при сезонной эксплуатации, и 5,6 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при непрерывной эксплуатации. В том числе: по IV-VII пласту - 4,2 и 3,4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки; по XIII пласту - 4,4 и 1,8 тыс. м<sup>3</sup>/сутки; по XXII пласту - 1,1 и 0,4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при сезонной и непрерывной эксплуатации термоводозабора, соответственно.

В 90-е годы на термоводозаборе уже находились в эксплуатации 12 скважин. Объекты эксплуатировались нижеследующими скважинами: IV-VII пласты (скважины 2-Т, 3-Т, 8-32), IX пласт (скважина 5-Т), VI-X пласты (скважина 14-Т), I-XII пласты (скважина 10-28), XIII пласт (скважины 1-Т, 4-Т, 6-Т, 37-32, 33-28) и XXII пласт (скв. 13-Т).

В процессе разработки Ханкальского месторождения, вследствие возраставшей потребности в тепле, происходила интенсивная, нарастающая из года в год добыча термаль-

ной воды. Отрицательно сказалось на объемах добычи прекращение возврата попутных вод из карагано-чокракских отложений на нефтяных площадях и все возрастающие объемы их закачки в нижележащие меловые отложения.

Следовательно, современное состояние разведанных запасов не в состоянии обеспечить необходимую потребность в геотермальном тепле.

Поэтому требуется переоценка эксплуатационных запасов по основным эксплуатационным объектам с целью увеличения общей производительности Ханкальского термоводозабора.

Следует подчеркнуть, что несмотря на отсутствие в процессе эксплуатации Ханкальского месторождения целенаправленной эксплуатационной разведки, удовлетворить существующую, а тем более перспективную потребность в термальных водах возможно только за счет искусственного восполнения запасов.

Следовательно, переоценку запасов на площади действующего Ханкальского термоводозабора необходимо производить только с учетом их искусственного восполнения, т.е. при обратной закачке отработанных термальных вод в эксплуатационные горизонты и создания геокриуляционной системы.

### 2.5 Разработка циркуляционной системы

Ханкальское месторождение термальных вод представляет собой месторождение многопластового типа с ярко выраженным водонапорным режимом. Основными термоводоносными комплексами являются карагано - чокракские отложения общей мощностью 300-320 и 350 - 450 метров соответственно, содержащие целый ряд горизонтов слабо минерализованных термальных вод - общая минерализация от 0,6 до 1,7 г/л с температурой от 90 до 110 °С, приуроченных к средне - и мелкозернистым песчаным пластам. Эти горизонты разделяются слабопроницаемыми глинистыми слоями, образуя этажную систему напорных водоносных пластов общей мощностью 750 м и залегающие на сравнительно небольших глубинах (от 500 до 2500 м). Площадь Ханкальского месторождения, в той его части, где расположен термоводозабор, оценивается примерно в 15-20 км<sup>2</sup>. Расстояние до области питания (Черные горы) - 26 км.

Основными эксплуатационными объектами на Ханкальском термоводозаборе, как отмечено выше, являются IV-VII и XIII песчаные пласты карагана и XXII пласт чокрака, средняя мощность которых 43,46 и 28 и соответственно. В кровле и подошве пластов залегают выдержанные по мощности и простиранию непроницаемые глинистые слои мощностью до 16 до 140 м, полого падающие в направлении с запада на восток.

По мере сокращения отборов нефти из карагано-чокракских залежей и обводнения скважин создалась возможность использования обводнившихся нефтяных скважин, расположенных в Ханкальской долине, для добычи термальных вод. Для этой цели были отремонтированы скважины нефтяного фонда (8-32, 27-32, 10-28 и 33-28) и пробурены специальные скважины (1-Т, 2-Т, 3-Т, 13-Т). Таким образом, был организован Ханкальский термоводозабор, который вошел в опытно-промышленную разработку в 1966 году. В дальнейшем термоводозабор расширялся за счет бурения новых скважин (4-Т, 6 -Т, 5-Т и 14-Т). Глубины скважин изменяются от 856 до 2400 м.

В основном, для всех скважин Ханкальского термоводозабора характерна одноколонная конструкция, за исключением скважин 2-Т, 4-Т и 14-Т, которые пробурены со спуском одной технической колонны, при этом диаметр эксплуатационной колонны равен 146 мм (5<sup>3/4</sup>). Диаметр эксплуатационных колонн при одноколонной конструкции скважин больше и изменяется от 168 мм (6<sup>5/8</sup>) до 305 мм (12").

В процессе промышленной разведки Ханкальского месторождения термальных вод проводилось опробование водоносных горизонтов в скважинах 1-Т, 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 6-Т, 13-Т, 14-Т, 8-32, 27-32, 10-28, 33-28 по схеме "снизу вверх".

IV-VII пласты опробовались в четырех скважинах: 2-Т, 3-Т, 8-32, 10-28. Во всех случаях были получены фонтанные притоки воды с дебитом от 1000 до 2500 м<sup>3</sup>/сутки. XIII пласт карагана опробовался в скважинах 1-Т, 2-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 6-Т, 14-Т, 27-32, 33-28. Приток термальной воды по опробованным скважинам изменялся от 800 до 3800 м<sup>3</sup>/сутки.

XXII пласт опробовался в скважинах 1-Т, 3-Т, 4-Т, 5-Т, 6-Т, 13-Т. Во всех случаях, кроме скважины 5-Т, был получен фонтанный приток воды. Минимальный дебит 260 м<sup>3</sup>/сутки был получен из скважины 3-Т. Скважины 1-Т, 4-Т, 6-Т, 13-Т изливали с дебитом от 1797 до 2677 м<sup>3</sup>/сутки термальной воды.

Оценка эксплуатационных запасов производилась для IV-VII, XIII пластов караганского и XXII пласта чокракского горизонтов как в условиях сезонной эксплуатации (152 сут.), так и при непрерывной эксплуатации в течение 10000 суток.

При подсчете запасов термальных вод учитывалась специфика разработки Ханкальского месторождения заключающаяся в том, что помимо сезонной добычи термальных вод из IV-VII и XIII пластов караганского горизонта, осуществляется

круглогодичная добыча нефти с большим количеством извлекаемой воды на Октябрьской площади из этих же пластов, отделение нефти от воды и последующая обратная закачка воды в вышеуказанные объекты (объем закачки принимался равным 3-4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки).

По промышленным категориям (А+В) утвержденные запасы на Ханкальском термоводозаборе составляют 9,7 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при сезонной эксплуатации, и 5,6 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, при непрерывной эксплуатации. В том числе, по IV-VII пласту - 4,2 и 3,4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, XIII пласту - 4,4 и 1,8 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, XXII пласту - 1,1 и 0,4 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при сезонной и непрерывной эксплуатации термоводозабора соответственно. Систематические отборы термальной воды, как известно, были начаты еще в 1974 году. Эксплуатацию термальных вод Ханкальского месторождения осуществлял Северо-Кавказское управление по использованию глубинного тепла Земли. Эксплуатационный фонд на IV-VII, XII, и XXII пласты составлял в то время 10 скважин. С IV-VII пласта работали четыре скважины № 2-Т, 3-Т, 8-32, 10-28. Скважина 10-28 совместно эксплуатировала I-XII пласты. Эксплуатация XIII пласта осуществлялась скважинами 1-Т, 4-Т, 6-Т, 27-32 и 33-28. С XXII пласта периодически работала только одна скважина 13-Т. Скважины 5-Т и 14-Т эксплуатировались соответственно с IX и VIII-X пластов карагана.

В процессе промышленной эксплуатации Ханкальского месторождения термальных вод отборы из караганских пластов значительно превышали утвержденные запасы. Максимальная добыча, термальной воды из IV-VII пластов достигала 5,5 тыс. м<sup>3</sup>/сутки в отопительный период (без учета добычи по скважине 10-28), в то время как утвержденные запасы при периодической эксплуатации составляют 4,2 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Среднее приведенное давление в начальный период разработки превышало 2,2 МПа, а в летнее время не достигало 1,9 МПа. Несмотря на вынужденное снижение отборов по IV-VII пласту (в отопительный период 1981-1982 года добыча не превышала 2,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) не происходило естественного восстановления пластового давления за летний период.

По XIII пласту наблюдается аналогичная картина. Максимальная добыча из этого пласта приходится на отопительный период 1977-1978 гг (9,2 тыс. м<sup>3</sup>/сутки).

Утвержденные эксплуатационные запасы по XIII пласту составляют 4,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при условии сезонной работы скважин, а скважины 33-28 и 27-32 работали круглогодично. Такие высокие темпы отбора приводили к снижению пластового давления.

Отрицательно сказалось на объемах добычи прекращение возврата попутных вод из карагано-чокракских отложений на нефтяных площадях и все возрастающие объемы их закачки в меловые отложения.

Если летом 1980 г. среднее приведенное давление по XIII пласту составляло 2,15 МПа, то летом 1981 года оно не превышало 1,9 МПа. Из-за снижения пластового давления

прекратили фонтанирование скважины 1-Т, 6-Т. Все это привело к падению объемов добычи. В отопительный период 1980-1981 гг. среднесуточная добыча термальной воды по XIII пласту не превышала 3,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Все выше сказанное свидетельствует о невозможности обеспечения заданных объемов добычи по IV-VII, XIII и XXII пластам Ханкальского месторождения на естественном режиме.

Следовательно, переоценку запасов на площади действующего Ханкальского термоводозабора необходимо производить только с учетом их искусственного восполнения, т.е. при обратной закачке отработанных термальных вод в эксплуатационные горизонты.

Необходимость осуществления на Ханкальском термоводозаборе поддержания пластового давления вызвана снижением объемов добычи термальной воды по основным эксплуатационным объектам. Для определения возможности стабилизации пластового давления и обеспечения увеличения объема добычи путем закачки в пласты, отработанных термальных вод Северо-Кавказским управлением по использованию глубинного тепла Земли (СКУИГТЗ) в мае 1981 г. была выполнена опытно-промышленная эксплуатация XIII пласта Ханкальского месторождения с поддержанием пластового давления. Для этой цели были отремонтированы четыре скважины из наблюдательного фонда НГДУ "Октябрь-нефть" (52-25, 33-25, 31-25 и 29-25). Эти скважины расположены в виде линейного ряда протяженностью 500м, расстояние между скважинами ряда 75-100м. Расстояние от нагнетательных скважин до центра эксплуатационного участка 1,5 км. Превышение отметок устьев нагнетательных скважин над устьями эксплуатационных в среднем составляет 120м. Альтитуды эксплуатационных скважин - от 170,5 до 191м, а нагнетательных - от 201,6 до 305 м.

Определена суммарная приемистость двух скважин, которая составила 3490 м<sup>3</sup>/сут. при давлении на устье скважин 0,8 МПа и 7690 м<sup>3</sup>/сутки при давлении 1,5-1,7 МПа.

Возврат отработанных термальных вод осуществлялся по следующей схеме. Отработанные термальные вода после использования в теплично - парниковом комбинате через дожимную насосную поступали на сборный пункт, представляющий собой два резервуара общей емкостью 500м<sup>3</sup>. Со сборного пункта вода насосами подается по нагнетательной линии к скважинам. С мая по август 1981г. закачали 15,8 тыс. м<sup>3</sup> воды. Возобновили закачку в октябре 1981г. и продолжали до 22 апреля 1982 года. Всего в XIII пласт за время проведения эксперимента закачали 648,4 тыс. м<sup>3</sup> воды. Среднесуточная закачка в четыре скважины изменялась от 1855 до 5257м<sup>3</sup>. Давление на каждой из нагнетательных скважин не замерялось. Давление на насосной составляло 1,3-2,9 МПа, температура закачиваемой воды - 55°С.

Возврат в пласт отработанных термальных вод сказался на величине пластового давления. Если летом 1981г. среднее приведенное пластовое давление не достигало 1,7 МПа, то в отопительный период 1981-1982 гг. оно составляло 1,95 МПа, хотя темпы отбора из пласта были выше, чем в отопительный период.

Падение температуры на устье эксплуатационных скважин не наблюдалось.

Проведенная опытная закачка отработанных термальных вод в эксплуатационный объект явилась первым практическим воплощением идеи о необходимости разработки месторождений термальных вод с поддержанием пластового давления. Результаты этого опыта (в первую очередь наметившийся рост пластового давления) свидетельствуют о целесообразности осуществления возврата отработанных вод в эксплуатационный объект на Ханкальском месторождении термальных вод.

Однако следует отметить, что эксперимент не был доведен до конца. Не была создана сеть наблюдательных скважин для проведения замера пластовой температуры, пластового и устьевого давлений. Устья нагнетательных скважин не оборудовались для замера давлений нагнетания и объемов закачиваемой воды по каждой скважине. Без осуществления этих мероприятий было невозможно определение термодинамических параметров

пласта для подсчета запасов термальной воды в условиях поддержания пластового давления.

Особенно актуально решение указанных проблем в настоящее время в связи с намечаемым ростом потребности в тепле. Существующая ранее система разработки Ханкальского месторождения термальных вод не в состоянии обеспечить дальнейшее увеличение добычи воды только за счет бурения новых эксплуатационных скважин без обратной закачки отработанных вод в нагнетательные скважины. Наиболее рациональным считается увеличение фонда нагнетательных скважин за счет восстановления ранее ликвидированных нефтяных скважин.

Исходя из существующей ранее схемы размещения действующих скважин и застройки территории термоводозабора, представляется наиболее рациональным организация следующих систем разработки термоводозабора:

1. Площадной для эксплуатационных и линейных для нагнетательных скважин по IV- VII пласту;

2. Кольцевой для эксплуатационных и площадной для нагнетательных скважин по XIII пласту.

Разработку XXII пласта можно производить системой из линейного ряда эксплуатационных и параллельного ему ряда нагнетательных скважин.

Для IV-VII и XIII пластов расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами в среднем составляет 1750м.

Но XXII пласту длина ряда эксплуатационных и нагнетательных скважин составляет 1200м. и ограничена шириной сводовой части антиклинальной складки. Расстояние между рядами 2000м.

Наблюдательные скважины рекомендуется расположить следующим образом: одну - в центре между участками нагнетания и отбора, а другую - за пределами водозабора, вниз по потоку термальных вод.

Для XIII и XXII пластов можно рекомендовать по два варианта разработки. Так, для XIII пласта по первому варианту предусматривается добыча термальных вод в объеме 9,0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при фонде из 5 эксплуатационных и 5 нагнетательных скважин.

Второй вариант разработки предусматривает возрастание объема добычи до 15,0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки за счет увеличения фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин до 20 (эксплуатационных – 10, нагнетательных-10), при этом дебиты скважин снижаются с 1800 м<sup>3</sup>/сутки до 1500 м<sup>3</sup>/сутки.

По XXII пласту в первом варианте предусматривается объем добычи термальных вод в 7,5 тыс. м<sup>3</sup> /сутки из трех эксплуатационных скважин и обратную закачку отработанных термальных вод в том же объеме.

Второй вариант предусматривает расширение термоводозабора до пяти эксплуатационных и нагнетательных скважин при объеме добычи до 10,0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки термальной воды с температурой 100°С. Однако, при этом дебиты отдельных скважин могут снижаться с 2500 до 2000 м<sup>3</sup>/сутки.

По IV-VII пластам определение предельных добывных возможностей не производилось, в связи с недостаточной изученностью гидродинамического режима I-XII пластов карагана и их взаимосвязи. Для утилизации отработанных термальных вод и поддержания пластового давления с целью увеличения добычи воды по IV-VII пластам необходимо за проектировать нагнетательные скважины. Объем добычи по четырем эксплуатационным скважинам составляет 6,0 тыс. м<sup>3</sup> /сутки термальной воды с температурой 85°С.

Всего по Ханкальскому месторождению за счет внедрения системы поддержания пластового давления может проектироваться добыча 31,0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки (в круглогодичном режиме эксплуатации) термальной воды температурой 85-100 °С.

Следует отметить, что, несмотря на давний срок, утвержденные эксплуатационные запасы по Ханкальскому термоводозабору не претерпели существенных изменений. В со-

ответствии с реестром «Государственных запасов полезных ископаемых Российской Федерации» на 1 января 2009 года по Ханкальскому месторождению суммарные балансовые запасы по продуктивным пластам на 1 января 2009 г. по категориям А+В +С1 также составляют 31 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Дальнейшее увеличение добычи термальной воды возможно только за счет расширения площади размещения скважин для чего необходима постановка детальных разведочных работ.

Интенсификация разработки геотермальных месторождений путем поддержания пластового давления за счет закачки в эксплуатируемые пласты использованных и в значительной степени охлажденных термальных вод определяет необходимость прогноза изменения начальной температуры добываемых вод. Кроме того, выяснения характера изменения температуры пласта при нагнетания в него охлажденных вод способствует установление допустимых отборов термальных вод и определению необходимого объема нагнетаемой воды.

Прогноз изменения температуры во времени производился для предполагаемых отборов термальной воды из основных эксплуатационных объектов в объеме 7500-25000 м<sup>3</sup>/сутки для точек расположенных на различных расстояниях от нагнетательных скважин (500-2000 м). При этом предполагалось равенство количества нагнетаемой и отбираемой термальной воды, восполнение потерь воды по пластам происходит за счет естественного восполнения из области питания. Температура закачиваемой воды для всех термоводоносных пластов принималась равной 30 °С.

В условиях непрерывной работы системы поддержания пластового давления в IV-VII пластах, при отборах и нагнетании воды в количестве 6.0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, снижение температуры пласта в точках удаленных на расстояние более 750 м от нагнетательных скважин не произойдет в течение всего расчетного срока эксплуатации (25 лет). В связи с тем, что расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами 1750 м, то возможно в дальнейшем расширение проектируемого термоводозабора и увеличение объемов добычи термальной воды из IV-VII пластов без снижения температуры в эксплуатационных скважинах.

При внедрении системы поддержания пластового давления по XIII пласту с объемами добычи и закачки воды в 9,0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки по скважине № 33-28, расположенной на расстоянии в 725 м от линии нагнетания, уже через 11,5 лет начнется снижение пластовой температуры и к концу расчетного срока эксплуатации температура упадет до 68°С. Исходя из этого, по истечении двадцатилетнего срока эксплуатации данную скважину рекомендуется перевести в наблюдательную. По остальным скважинам, эксплуатирующим XIII пласт и расположенным на расстояниях более 1000 м от линии нагнетания снижение температуры наблюдаться не будет.

В случае увеличения объемов закачки и добычи термальной воды по XIII пласту до 15,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. снижение пластовой температуры произойдет по скважинам 4-Т и 30-Т, расположенных в 1250 м от нагнетательных скважин, величина второй составит 95 °С. В остальных, более удаленных эксплуатационных скважинах, пластовая температура останется прежней.

По XXII пласту, для предполагаемого отбора термальной воды из системы эксплуатационных и нагнетательных скважин в объеме 7,5 тыс. м<sup>3</sup>/сутки при расстояниях между ними в 2000 м падение пластовой температуры в эксплуатационных скважинах не произойдет.

При увеличении добычи и закачки воды до 31,0 тыс. м<sup>3</sup>/сутки в эксплуатационных скважинах будет наблюдаться незначительное падение температуры до 97 °С, к концу двадцатипятилетнего срока эксплуатации.

В целом по всем термоводозаборам Ханкальского месторождения в конце расчетного срока разработки при проектных отборах (закачке) воды выбранных расстояниях между

эксплуатационными и нагнетательными скважинами, температура добываемой термальной воды практически остается неизменной.

Однако следует отметить, что все вышеперечисленные положения справедливы до времени начала девяностых годов. Нет сомнения, что в результате известных событий промысловому хозяйству нанесен существенный ущерб, разрушены наземные коммуникации и т.д. Для оценки возможности вовлечения в эксплуатацию Ханкальского участка термоводозабора необходимо провести следующие работы:

1. Выполнить ремонтно-восстановительные работы на выбранных скважинах, обязать их устьевым оборудованием и наземной коммуникацией.

2. Разработать программу и провести гидрогеологические исследования, опытные откачки и пробные закачки.

3. Выполнить оценку запасов по результатам полученных данных.

4. Разработать проект опытно-промышленной эксплуатации термоводозабора.

5. Наладить режимные наблюдения в процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения термальных вод. Проводить систематические непрерывные наблюдения за изменением во времени давления, температуры, дебита водозаборных скважин и химического состава вод. Провести наблюдения за восстановлением давлений на устьях скважин после остановки их на межсезонный период (в случае длительной эксплуатации).

6. Для замеров текущих давлений оборудовать наблюдательные скважины на XIII и IV- VII пласты, в которых регулярно проводить замеры избыточных давлений или уровней.

7. Установить строгий учет за количеством отбираемой и сбрасываемой жидкости в IV- VII, XIII и XXII пласты в случае эксплуатации нефтепромысловых участков Октябрьской площади.

8. Установить контроль за качеством (температурой и хим. составом) сбрасываемой в пласты воды.

9. Анализ существующего промыслового материала позволяет в качестве первоочередного сценария освоения месторождения рассмотреть следующий вариант эксплуатации месторождения. Из исследованных ранее скважин на Ханкальском месторождении 20 скважин использовать в качестве добычных со средним дебитом 1500-2000 м<sup>3</sup>/сут. на 1 скважину при температуре на устье скважины 100<sup>0</sup>С (общий дебит 31000 м<sup>3</sup>/сут.) и 14 нагнетательных скважин с ожидаемой приемистостью – до 2000-2500 м<sup>3</sup>/сут. на 1 скважину.

## 2.6 Анализ рынка сбыта намечаемой к выпуску продукции

Анализ состояния производства и потребления предлагаемой к выпуску геотермальной продукции позволяет сделать следующие выводы:

- имеющиеся геотермальные ресурсы имеют полную обеспеченность с точки зрения их использования;

- наличие неудовлетворенного спроса на предлагаемую энергопродукцию должно гарантировать проектируемому предприятию полный сбыт произведенной продукции и высокую эффективность хозяйственной деятельности;

- с учетом конкурентоспособности и сложившейся конъюнктуры рынка на предлагаемую к выпуску продукцию рекомендуются следующий уровень геотермальных тарифов - 385 руб./Гкал к 2013г. с последующей индексацией ежегодно на 10%. И доведением к 2017г уровня тарифа до среднерыночного - равнодоходного к другим источникам энергии

### 3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЛАН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

#### 3.1 Технологическая схема разработки и обоснование технических решений

Проект разработки предусматривает обустройство Ханкальского термоводозабора для целей теплоснабжения теплично-парникового хозяйства, отопления и горячего водоснабжения населенного пункта с созданием подземной геоциркуляционной системы.

Проект разработки предусматривает три варианта использования теплового потенциала геотермальной воды. В **первом варианте** рассмотрено обустройство 10 эксплуатационных скважин IV-VII, XIII пластов с суммарным дебитом 16,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и 6 нагнетательных скважин. Предлагается использовать получаемое тепло для горячего водоснабжения микрорайона «Минутка» с населением около 20 тыс. человек (9,55 Гкал/ч) и теплоснабжения теплиц площадью 7 Га (28,43 Гкал/ч). Оборудование подобрано с учетом дальнейшего расширения производства до 31 тыс. м<sup>3</sup>/сут. термальной воды. Продолжительность отопительного периода определена по справочным данным для района строительства – 156 суток.

**Вторым вариантом** предусматривается обустройство 20 эксплуатационных скважин IV-VII, IX, X, XIII, XXII пластов и 14 нагнетательных скважин с общим дебитом 31 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Предлагается использовать получаемое тепло на теплоснабжение теплиц площадью 6 га и 12 га (21,7 Гкал/ч и 49,4 Гкал/ч), отопление военного городка «Ханкала» общей площадью 10000 м<sup>2</sup> (1,82 Гкал/ч) и горячее водоснабжение в/г «Ханкала» численностью 10000 человек (5,22 Гкал/ч). На отопление теплиц площадью 6 га используется вода XXII пласта в количестве 306,3 м<sup>3</sup>/ч, на остальные объекты – вода второй группы пластов – 960,7 м<sup>3</sup>/ч.

По **третьему варианту** планируется обустройство 20 эксплуатационных скважин IV-VII, IX, X, XIII, XXII пластов и 14 нагнетательных скважин с общим дебитом 31 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В этом варианте геотермальная вода подается на энергетический блок теплиц площадью 6 га и 3 га (21,7 Гкал/ч и 12,6 Гкал/ч), отопление микрорайона «Минутка» общей жилой площадью 431 тыс. м<sup>2</sup> (31,51 Гкал/ч) и теплообменный пункт горячего водоснабжения микрорайона «Минутка» - 20000 человек (8,75 Гкал/ч). Отопление теплиц площадью 6 га осуществляется термальной водой XXII пласта в количестве 306,3 м<sup>3</sup>/ч, на остальные объекты подается вода второй группы пластов – 959,3 м<sup>3</sup>/ч.

Предполагается использование двух групп пластов с разными термодинамическими и химическими характеристиками воды:

- скважины пластов IV-VII, IX, X, XIII - 23500 м<sup>3</sup>/сут.; T<sub>ср.</sub>=92 °С; P<sub>ср.</sub>=0,13 МПа;
- скважины пласта XXII - 7500 м<sup>3</sup>/сут.; T<sub>ср.</sub>=100 °С; P<sub>ср.</sub>=0,3 МПа;

Технологический процесс заключается в следующем:

термальная вода от эксплуатационных скважин по подающим трубопроводам поступает в сборные гребенки перекачивающей насосной станции и затем в аккумулирующие резервуары, откуда перекачивающими насосами подается потребителям – на энергетический блок теплиц, в систему отопления населенного пункта и теплообменный пункт горячего водоснабжения. Перекачивающая насосная станция устраивается ввиду отсутствия достаточного напора в эксплуатационных скважинах.

План - схемы трубопроводов от эксплуатационных и нагнетательных скважин представлены на рис. А.1-А.7, характеристики скважин приведены в таблицах А.1-А.3.

Отработанная термальная вода аккумулируется в резервуарах - накопителях, откуда насосами поддержания пластового давления, по напорным трубопроводам закачивается в нагнетательные скважины. Термодинамические характеристики отработанной воды: - пласты XII, IV-VII - T<sub>ср.</sub>=35 °С P<sub>ср.</sub>=0,2 МПа;

- пласт XXII - T<sub>ср.</sub>=35 °С P<sub>ср.</sub>=0,2 МПа;

Технологическая схема представлена на рис. А. 8.

Баланс расходов тепла и геотермальной воды приведен в таблице А. 4.



Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 г.

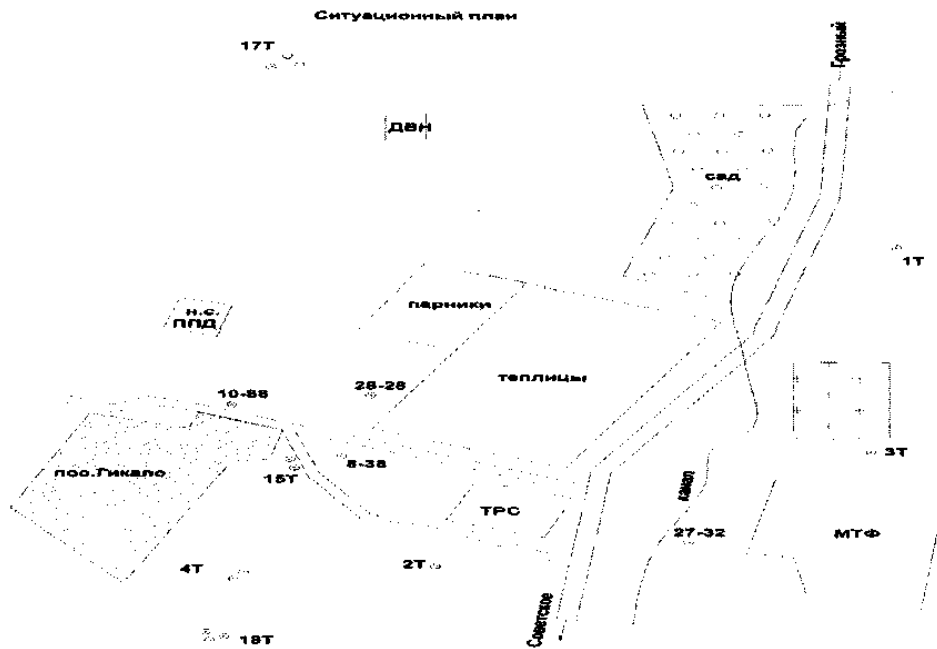


Рис. А.1

ПЛАН-СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ  
от эксплуатационных скважин  
Ханкальского месторождения ЧР

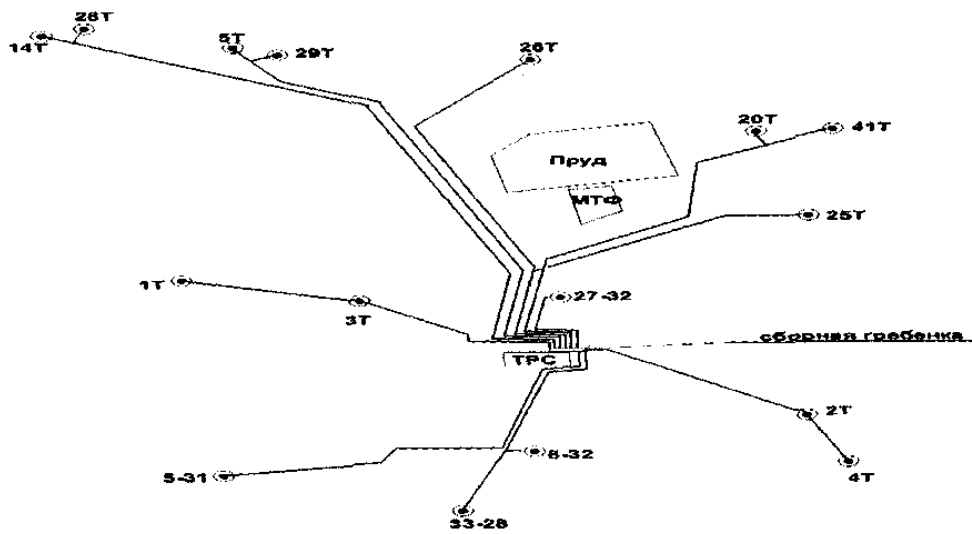


Рис. А.2

ПЛАН-СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ  
ОТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН IV-VII, IX, X, XIII ПЛАСТОВ  
2,3 варианты

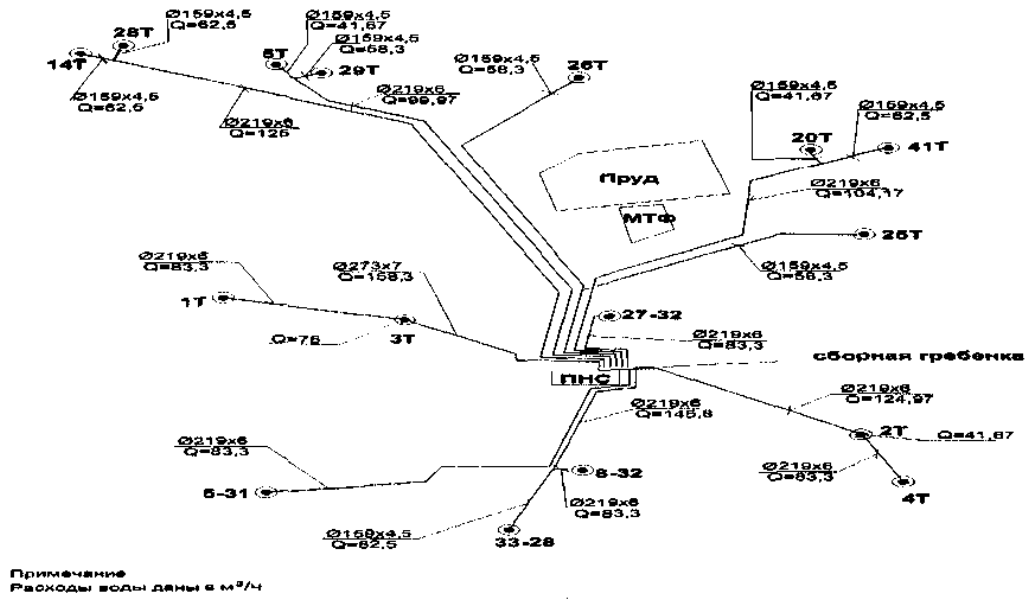


Рис. А. 3.

ПЛАН-СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ  
ОТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН XII ПЛАСТА  
(2,3 варианты)

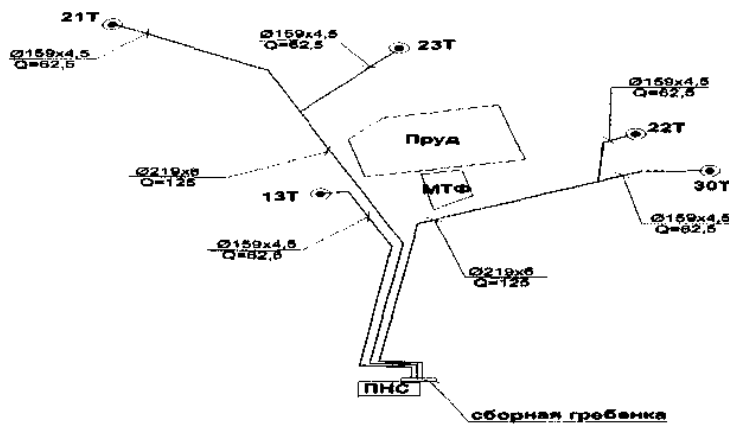


Рис. А. 4.



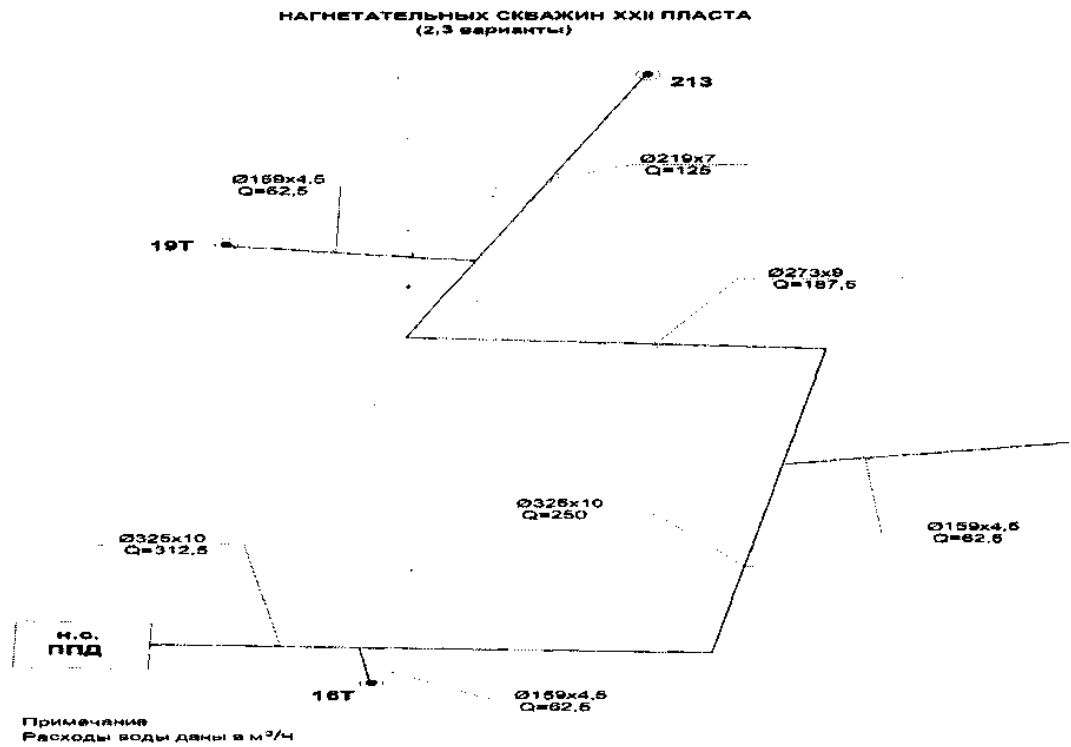


Рис. А. 7

**Таблица А.1. Гидродинамические характеристики эксплуатационных и нагнетательных скважин (1 вариант)**

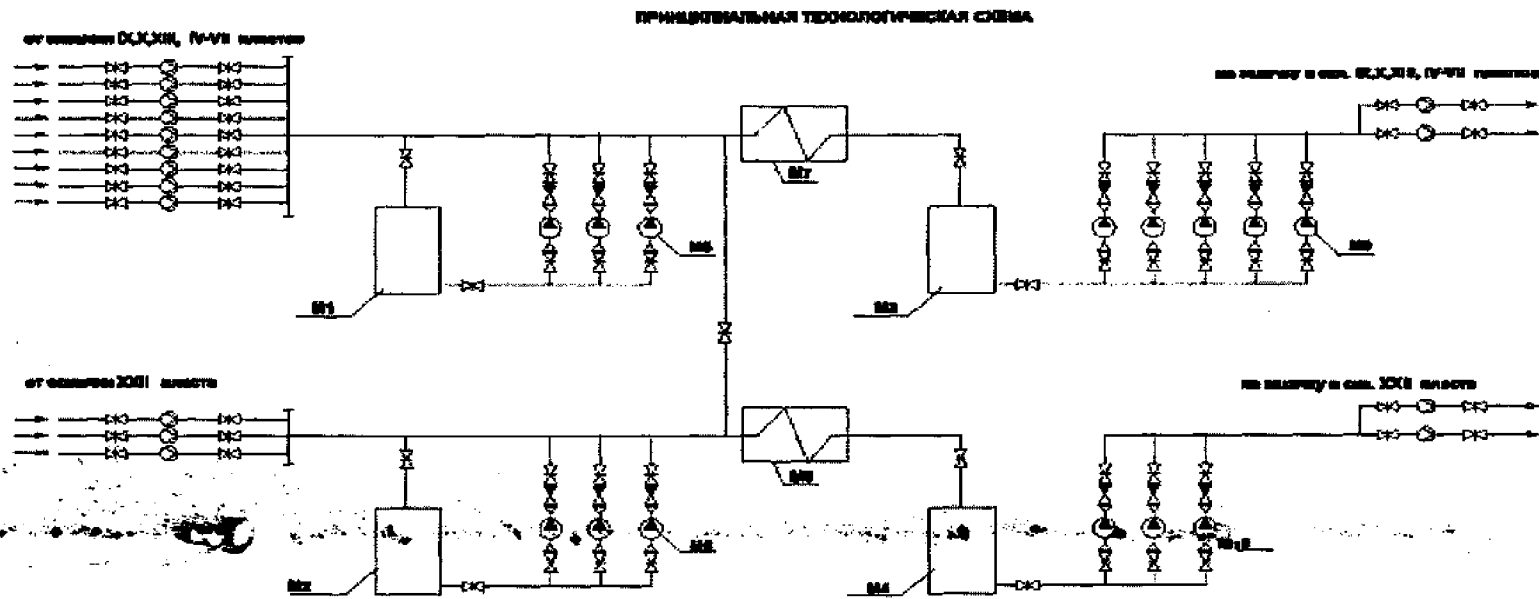
№ п/п	№ скважины	Пласт	Дебит м³/сут.	Давление на устье, МПа	Температура на устье, °С
<b>Эксплуатационные скважины</b>					
1	1Т	XIII	2000	0,32	93
2	4Т		2000	0,3	88
3	27-32		2000	0,14	95,5
4	5-31		2000	0,14	91
5	33 - 28		1500	0,3	93
6	41Т		1500	0,12	95
7	25Т		1400	0,12	91
8	26Т		1400	0,12	88
9	29Т		1400	0,12	87
10	20Т		1000	0,12	92
<b>Нагнетательные скважины</b>					
1	10Т	XIII	125	14,9	35
2	31-25		62,5		
3	29-25		62,5		
4	43-25		125		
5	9Т		125		
6	30-25		125		

**Таблица А. 2. Гидродинамические характеристики эксплуатационных скважин 2, 3 варианты**

№ п/п	№ скважины	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление на устье, МПа	Температура на устье, °С
1	21Т	1500	Р <sub>ср</sub> =0,3МПа	100
2	23Т	1500	0,3	103
3	22Т	1500	0,3	100
4	30Т	1500	0,3	100
5	13Т	1500	0,3	98
6	3Т	1800	0,3	88
7	2Т	1000	0,3	89
8	8-32	2000	0,13	93
9	20Т	1000	0,12	92
10	5Т	1000	0,22	85
11	14Т	1500	0,22	87
12	1Т	2000	0,32	93
13	4Т	2000	0,3	88
14	27-32	2000	0,14	95,5
15	5-31	2000	0,14	91
16	33 - 28	1500	0,3	93
17	41Т	1500	0,12	95
18	25Т	1400	0,12	91
19	26Т	1400	0,12	88
20	29Т	1400	0,12	87

**Таблица А. 3. Характеристика нагнетательных скважин (2, 3 варианты)**

№ п/п	№ скважины	Пласт	Дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Давление нагнетания МПа	Температура на устье, °С
1	16Т	XXII	1500	3,9	35
2	18Т		1500		
3	19Т		1500		
4	253		3000		
5	10Т		104,2		
6	31-25	IV-VII, IX-X, XIII	62,5	4,9	35
7	29-25		62,5		
8	33-25		125		
9	43-25		125		
10	11Т		125		
11	31Т		125		
12	9Т		125		
13	54-25		62,5		
14	30-25		62,5		



**Экспликация оборудования**

- M1, M2** - регуляторы для термостатной воды скв. 1000 мб
- M3, M4** - регуляторы для термостатной воды скв. 400 мб
- M3** - насосы Д 630-00
- M4** - насосы Д 200-30

- M5, M6** - теплообменники
- M7** - насосы ЦНС 300-400
- M8** - насосы ЦНС 100-040

Рис. А. 8.



### 3.2 Выбор и обоснование основного технологического оборудования

Устья всех скважин оборудуются фонтанной арматурой, термометрами и расходомерами. Для предохранения устья скважин и аппаратуры вокруг каждой скважины предусмотрено строительство павильона и охранной зоны с ограждением размерами 10·10м. Схема сбора термальных вод предусматривает объединение двух скважин в один шлейф и подачи до гребенки перекачивающей насосной станции соответствующего пласта термальных вод.

Количество теплопроводов определялось, исходя из технологической схемы обустройства Ханкальского термоводозабора, выполненной применительно к геолого-гидрологическим особенностям строения месторождения, условиям сложившейся застройки территории, гидравлическим и тепловым расчетам и основывалось на местоположении существующих скважин. Диаметры теплотрасс выбирались по гидравлическим расчетам таким образом, чтобы он мог обеспечить минимальные потери давления на трение при заданных расходах.

Прокладка трубопроводов от эксплуатационных скважин до гребенок ПНС предусматривается надземно на низкорасположенных опорах 0,35-0,5м и подземно – бесканально. Трубопроводы монтируются из стальных электросварных труб по ГОСТ10704-91 ст.20. Антикоррозийное покрытие трубопроводов предусматривается грунтовкой ГФ-021 в один слой, краской БТ-177 в два слоя. Тепловая изоляция трубопроводов надземной прокладки – матами из стеклянного штапельного волокна в рулонах с покровным слоем из стеклопластика рулонного. Трубопроводы подземной прокладки покрываются изоляцией «весьма усиленного» типа и теплоизолируются битумоперлитом.

Гребенки устанавливаются надземно на ж/б опорах.

После гребенок вода поступает в сборные емкости. Объем резервуаров принимается исходя из часового расхода подаваемой термальной воды:

- для пластов IV-VII, IX, X, XIII - резервуар емк. 1000 м<sup>3</sup>;
- для пласта XXII - резервуар емк. 400 м<sup>3</sup>.

Сборные резервуары устанавливаются на отдельной площадке, с учетом свободного подъезда к ним техники и грузоподъемных устройств. В качестве тепловой

изоляции резервуаров применяются маты минераловатные прошивные с покровным материалом из металлической сетки. Покровный слой – сталь тонколистовая оцинкованная. Гидроизоляция внутренней поверхности резервуаров производится трехупаковочной – цинкосиликатной краской марки В-ЖС-41. Поверхность воды в резервуарах заливается герметизирующей жидкостью во избежание контакта с воздухом.

Вода из резервуаров забирается перекачивающими насосами ПНС, подающими ее потребителям. Согласно транспортируемым расходам и температуре перекачиваемой жидкости, к установке приняты две группы центробежных насосов двустороннего входа типа Д:

- для воды пластов IV-VII, IX, X, XIII - Д630-90
- для воды пласта XXII - Д200-36

Здание перекачивающей насосной станции принимается размерами в плане 24·12 м.

При достаточном динамическом напоре от скважин, в насосной устанавливается перемычка, обеспечивающая прямую подачу воды к потребителям, минуя насосы и резервуары. При отключении электроэнергии и вводе резервной дизельной электростанции, подача термальной воды потребителю (теплицам) производится от резервуара емк.1000 м<sup>3</sup>, насосами Д200-36.

Геотермальная вода Ханкальского месторождения характеризуется по своему химическому составу низкой минерализацией (0,6-1,7 г/л) и газонасыщенностью (20-30 см<sup>3</sup>/л), поэтому ее можно подавать в систему отопления напрямую по одноконтурной схеме. На горячее водоснабжение предусматривается двухконтурная схема с установкой водоводяных подогревателей на площадке потребителя. В соответствии с расчетами принимаем к установке блоки из двух четырехсекционных водоподогревателей №14 по ОСТ34-588-68. Для первого и третьего вариантов принимаются четыре блока, для второго варианта – два блока.

Учет расходов термальной воды производится при помощи камерных диафрагм, установленных на подающих от скважин трубопроводах и на напорных трубопроводах. В первом



случае диафрагмы установлены надземно у сборных гребенок. На напорных водоводах диафрагмы и отключающая арматура устанавливаются в ж/б камерах подземно.

Отработанная термальная вода от потребителей (теплицы и жилые районы) поступает к резервуарам – накопителям со следующими гидродинамическими характеристиками:

- пласты IV-VII, IX, X, XIII -  $T=35^{\circ}\text{C}$ ;  $P=0,15$  МПа;  $Q=23500$  м<sup>3</sup>/сут.;
- пласт XXII -  $T=35^{\circ}\text{C}$ ;  $P=0,15$  МПа;  $Q=7500$  м<sup>3</sup>/сут.;

Сбор отработанной термальной воды производится аналогично сбору воды, поступающей потребителю - отдельно для каждой группы пластов:

- для пластов IV-VII, IX, X, XIII - резервуар емк. 1000 м<sup>3</sup>;
- для пласта XXII - резервуар емк. 400 м<sup>3</sup>.

Расположение резервуаров на площадке и по отношению к насосной ППД принято с учетом свободного подъезда, а/транспортных средств и грузоподъемных механизмов.

Опорожнение резервуаров, в случае их ремонта или промывки производится в канализационные колодцы с последующей откачкой на поверхность за пределы территории или в цистерны, с последующим вывозом.

Из резервуаров – накопителей отработанная термальная вода закачивается насосами поддержания пластового давления в нагнетательные скважины.

Для нормального функционирования скважин закачки, давление на выкиде насосов ППД должно составлять:

- для пластов IV-VII, IX, X, XIII -  $P=3,9$  МПа;
- для пласта XXII -  $P=4,9$  МПа

В соответствии с расходами и требуемыми напорами в насосной ППД устанавливаются две группы насосов:

- для скважин пластов IV-VII, IX, X, XIII - ЦНС300-420
- для скважин пласта XXII - ЦНС180-544

В здании насосной ППД предусматривается размещение электрощитовой, гардеробной и санузла. Здание принимается размерами в плане 36·12м. Основное технологическое оборудование приведено в таблице А. 5.

Таблица А. 5. Основное технологическое оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Количество	
			1 вариант	2,3 варианты
1	Насосы Д630-90	552	1раб, 1рез.	2раб, 1рез
2	Насосы Д200-36	157	-	2раб, 1рез
3	Сборный резервуар термальной воды IX, X, XIII, IV-VII пластов	1000	1	1
4	Сборный резервуар термальной воды XXII пласта	400	-	1
5	Насосы ЦНС300-420	245	2раб., 1рез.	3раб, 2рез
6	Насосы ЦНС180-544	156	-	2раб, 1рез
7	Резервуар отработанной терм. воды XII, IV-VII пластов	1000	1	1
8	Резервуар отработанной терм. воды XXII пласта	400	-	1

Трубопроводы закачки IV-VII, IX, X, XIII пластов запроектированы надземными, в связи с прокладкой по местности, имеющей большие изменения в геодезических отметках и скальные

грунты. Диаметры трубопроводов определены гидравлическим расчетом в соответствии с заданным расходом при минимальных потерях напора.

Компенсация температурных удлинений данных трубопроводов производится за счет прокладки по методу зигзагообразной самокомпенсирующейся схемы. Неподвижные опоры в данной схеме располагаются в точках пересечения осей трубопроводов с осью трассы, и в местах ответвлений.

Переход трубопроводов через дорожное полотно производится подземно. В наивысших точках устанавливается спускная арматура для спуска воздуха, в наименее – арматура для опорожнения трубопровода. В связи с большими перепадами в геодезических отметках, для трубопроводов закачки IV-VII, IX, X, XIII пластов необходимо произвести расчет на возможность возникновения гидравлического удара в случае остановки насосов ППД. Участок, в котором гидравлический удар наиболее вероятен, ориентировочно разбит на отрезки с установкой на каждом обратных клапанов.

Трубопроводы закачки XXII пласта прокладываются подземно на глубине 1-1,2 м.

В связи с высокой коррозионной активностью грунтов, по трассе данного трубопровода необходимо предусмотреть электрохимическую защиту. На ответвлениях от магистрального трубопровода устанавливается отключающая арматура в ж/б колодцах. В низких точках также в колодцах устанавливается спускная арматура. Спуск воды производится в мокрый колодец с последующей откачкой из него передвижными насосными установками.

Определение диаметров по участкам произведено гидравлическим расчетом. Расчет на прочность трубопроводов закачки и толщины стенок произведены в соответствии со СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов».

В качестве гидроизоляции труб предусмотрены:

- для трубопроводов IV-VII, IX, X, XIII пластов – масляно-битумное покрытие в два слоя по грунту ГФ-021;

- для трубопроводов XXII пласта – гидроизоляция «весьма усиленного типа».

Характеристики трубопроводов представлены в таблицах А.6-А.7.

Таблица А. 6. Характеристики трубопроводов (1 вариант)

№ скважины, XIII-й пласт	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Расход Q, м <sup>3</sup> /ч
<b>Эксплуатационные скважины</b>			
4Т	219х6	516	83,3
27-32	219х6	402	83,3
5-31	219х6	764	83,3
33 - 28	159х4,5	683	62,5
41Т	159х4,5	62	62,5
25Т	159х4,5	751	58,3
3Т	219х6	634	634
8-32-33-28	219х6	554	145,8
4Т - 2Т	219х6	262	124,97
<b>Нагнетательные скважины</b>			
31-25	159х4,5	8	62,5
29-25	159х4,5	20	62,5
30-25	219х7	147	125
43-25	219х7	252	125
10Т - Н.Г.	219х7	219	104,2
9Т- Н.Г.	219х7	84	125
Н.Г. – н.с. ППД	2х325х9	2х605	2х312,5

Таблица А. 7. Характеристики трубопроводов (2, 3 варианты)

Пласт	№ скважины	Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м	Расход Q, м <sup>3</sup> /ч
1	2	3	4	5
Эксплуатационные скважины				
XXII	21Т	159х4,5	551	62,5
	23Т	159х4,5	511	62,5
	22Т	159х4,5	362	62,5
	30Т	159х4,5	398	62,5
	13Т	159х4,5	1108	62,5
	21Т - 23Т	219х6	1329	125
	22Т - 30Т	219х6	1048	125
IV-VII	3Т	219х6	10	75
	2Т	159х4,5	10	41,67
	8            32	219х6	56	83,3
	20Т	159х4,5	10	41,67
IX-X	5Т	159х4,5	28	41,67
	14Т	159х4,5	20	62,5
XIII	1Т	219х6	610	83,3
	4Т	219х6	516	83,3
	27-32	219х6	402	83,3
	5-31	219х6	764	83,3
	33 - 28	159х4,5	683	62,5
	41Т	159х4,5	62	62,5
	25Т	159х4,5	751	58,3
	26Т	159х4,5	1107	58,3
	29Т	159х4,5	10	58,3

Продолжение таблицы А.7.

1	2	3	4	5
	8-32-33-28	219x6	554	145,8
	4Т-2Т	219x6	262	124,97
	1Т -3Т	273x7	634	158,3
	20Т - 41Т	219x6	1430	104,17
	26Т - 25Т	219x6	690	116,6
	5Т - 29Т	219x6	1840	99,97
	14Т - 28Т	219x6	2606	125
<b>Нагнетательные скважины</b>				
XXII	16Т	159x7	2	62,5
	18Т	159x7	42	62,5
	19Т	159x7	47	62,5
	253	219x7	520	125
	Н.с.-16Т	325x10	95	312,5
	16Т-18Т	325x10	390	250
	18Т-19Т	273x9	400	187,5
IV-VII, IX-X, XIII	31-25	159x4,5	8	62,5
	29-25	159x4,5	20	62,5
	30-25	219x7	147	125
	43-25	219x7	252	125
	11Т	219x7	295	125
	31Т	219x7	394	125
	9Т	219x7	84	125
	54-25	159x4,5	32	62,5
	33-25	159x4,5	11	62,5
	10Т- Н.Г.	219x7	219	104,2
	43-25 - 30-25	273x7	53	187,5
	30-25 - Н.Г.	325x9	126	312,5
	31Т - 9Т	273x7	186	250
	9Т - 54-5	325x9	40	375
	54-25 - 33-25	377x9	96	437,5
	33-25 - Н.Г.	377x9	416	500
	Н.Г. – н.с. ППД	2x530x14	2x605	2x489,5

*Организация труда.* На Ханкальском месторождении может быть применена бригадная форма организации труда с максимальным использованием совмещения профессий в пределах бригады. Общая численность работающих, в том числе по разрядам сведена в табл. А.8.

Таблица А. 8. Общая численность персонала

№ п/п	Наименование профессий	Разряд	Численность, чел.					
			общая			В макс. смену		
			1 вар	2 вар	3 вар	1 вар	2 вар	3 вар
	<b>АБК</b>							
1	Начальник участка, гл. инженер		1	2	2	1	1	1
2	Инженер-механик		1	1	1	1	1	1
3	Бухгалтер, инженер		1	2	2	1	1	1

4	Техник		1	1	1	1	1	1
	<b>Итого</b>		<b>4</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
	<u>Перекачивающая н.с.</u>							
1	Машинист насосных установок	4	1	1	3	1	1	1
2	Наладчик КИПиА	4	0,5	0,5	1	0,5	0,5	1
3	Электрик	6	0,5	0,5	1	0,5	0,5	1
	<b>Итого</b>		<b>2</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
	<u>Насосная ППД</u>							
1	Машинист насосных установок	4	1	1	1	1	1	1
2	Наладчик КИПиА	4	0,5	1	1	0,5	1	1
3	Электрик	6	0,5	1	1	0,5	1	1
	<b>Итого</b>		<b>2,0</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
	<u>Аварийные бригады</u>							
1	Слесарь-ремонтник	4	3	6	6	1	2	2
3	Слесарь-сантехник	4	1	3	3	1	1	1
4	Электросварщик	4	3	3	3	1	1	1
	Бурильщик капремонта скважин	6	2	3	3	1	1	1
5	Помощник бурильщика	5	2	3	3	1	1	1
6	Дизелист буровой установки	4	2	3	3	1	1	1
	<b>Итого</b>		<b>12</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>7</b>
	<u>Гараж и мехмастерская</u>							
1	Механик	4	-	1	1	-	1	1
	<b>Всего</b>		<b>21</b>	<b>33</b>	<b>36</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>17</b>

*Автоматизация технологических процессов.* Проектом предусматривается автоматическая регулировка подачи теплоносителя от скважин в зависимости от температуры наружного воздуха. В насосных закахи и ТРС ввод резервного агрегата автоматизирован в зависимости от выхода из строя рабочего агрегата. Отключение насосов ППД и перекачивающих насосов автоматизировано по уровням воды в регулирующих резервуарах.

Учет расходов воды в трубопроводах, подающих термальную воду к перекачивающей насосной станции и к потребителям, производится электрическими первичными приборами.

*Механизация технологических процессов, погрузочно-разгрузочных работ.*

Для монтажа-демонтажа насосных агрегатов, трубопроводов, арматуры в насосных станциях ППД и перекачки устанавливаются подвесные электрические однобалочные краны грузоподъемностью 3,2т.

### 3.3. Оценка природоохранных мероприятий с учетом местных требований

Промышленный потенциал Чеченской Республики оказывает существенное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почвы. Это обстоятельство необходимо учесть при освоении геотермальных ресурсов в республике. Следует отметить, что объекты по использованию геотермальной энергии будут находиться в непосредственной близости от населенных пунктов и объектов нефтяной промышленности, что необходимо учитывать при проектировании геотермального комплекса.

Объекты нефтегазовой промышленности, занимая одну из ведущих позиций в топливно-энергетическом комплексе по объемам добычи, и переработки углеводородов в регионе по сравнению с другими отраслями, не являются лидирующими источниками воздействия на окружающую природную среду. Так, несмотря на то, что в структуре выбросов, загрязняющих воздушный бассейн области, по-прежнему преобладают, казалось бы, характерные загрязнители нефтегазовой отрасли: диоксид серы, оксид углерода и оксиды азота, доля этих выбросов в атмосферный воздух не превышает 10 % от общих выбросов области.

В составе проектов разработки геотермальных месторождений необходимо проводить

оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС). Обязательным условием при разработке ОВОС проектируемых объектов должно быть рассмотрение альтернативных вариантов на основе эколого-экономического анализа.

Главным и определяющим условием экологического обоснования при проектировании объектов для получения геотермальной энергии должно явиться отсутствие роста отрицательного воздействия на природную среду.

Современное состояние атмосферного воздуха на территории Чеченской Республики проанализировано по данным ведомственного и государственного контроля, а также по расчетным уровням концентраций загрязняющих веществ, выполненным с учетом существующего техногенного воздействия на территории месторождения. Загрязнение атмосферы рассматриваемой территории, в основном, обусловлено выбросами источников нефтедобывающего и перерабатывающего комплекса, автотранспорта, буровыми установками и утечками из нефтепроводов.

Основными загрязнителями воздушного бассейна являются компоненты природного газа и продукты его сгорания: оксиды азота, углерода, серы, сероводород, меркаптаны, углеводороды.

Результаты расчетов показали, что превышение ПДК по диоксиду азота, сероводороду, группам суммации (диоксид азота+диоксид серы и диоксид серы и сероводород) зафиксированы в пределах производственных зон (ППЗ). В населенных пунктах расчетных превышений ПДК не установлено. По остальным ингредиентам: диоксиду серы, оксиду углерода, предельным углеводородам превышения ПДК даже в пределах расчетной площадки не установлено.

Основные загрязняющие вещества при эксплуатации скважин представлены диоксидом серы, оксидом углерода, диоксидом азота, образующихся при сжигании газа при продувках скважин, утечками углеводородов и метанола от негерметичности скважин и др.

Трубопроводная система транспортирования добываемой продукции является герметичной. Незначительное воздействие транспорта продукции на атмосферу при нормальном технологическом режиме эксплуатации может происходить только в случаях нормированных утечек транспортируемой продукции за счет возможной негерметичности запорно-регулирующей арматуры, установленной на трубопроводах. При этом, в атмосферу возможно поступление вредных веществ, обусловленных составом транспортируемой продукции. Эти выбросы являются неорганизованными и в составе выбросов системы трубопроводов незначительны.

Воздействие на почвенный покров при реализации деятельности по добыче геотермальной воды предусматривает изъятие земель в постоянное и временное пользование, механическое нарушение почвенного покрова отводимых земель и воздействием выбросов, осаждающихся из атмосферы загрязняющих веществ. Все другие виды возможного отрицательного воздействия связаны только с аварийными ситуациями.

С целью снижения площади нарушаемых земель необходимо предусмотреть прокладку нескольких трубопроводов и коммуникаций в одной траншее. Для этих же целей предусмотреть максимальное использование существующей овражно-балочной сети. Овраги являются потенциальными или действующими очагами эрозии почв и прокладка коммуникаций по тальвегу оврага с последующим его землеванием позволяет ликвидировать очаг эрозии.

Анализ основных показателей качества почв, за последние 5 лет свидетельствует, что превышений установленных нормативов ПДК в почвах, в зоне проведения исследований не установлено, реакция среды (рН) оценивается как благоприятная для почвенно-растительного покрова и находится в пределах характерных для почв региона. Анализ проб почвенных образцов на содержание металлов в почвах, выполненный спектральным методом, свидетельствует, что отсутствуют превышения установленных нормативов ПДК практически по всем металлам, их содержание находится на уровне значений, на фоновом участке, не подверженном влиянию объектов геотермального комплекса.

Настоящим проектом предусматривается утилизация всех отработанных геотермальных вод в нагнетательные скважины соответствующих горизонтов.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что обратная закачка отработанных геотермальных вод позволяет решить проблему утилизации отработанного теплоносителя без ущерба окружающей природной среде Чеченской Республики. При строительстве новых промобъектов и освоении новых геотермальных месторождений рекомендуется расширять сеть мониторинга, развивая ее на вновь вводимых в эксплуатацию предприятиях по добыче геотермальных вод.

В результате гидроэкологического мониторинга территории установлено, что она находится в удовлетворительном состоянии.

Это позволяет вести новое строительство, вводить новые объекты и вовлекать в разработку незадействованные запасы геотермальных вод в неразбуренных частях месторождения.

Более детальная проработка природоохранных мероприятий по снижению техногенного воздействия при строительстве и эксплуатации проектируемого завода будет представлена в следующих этапах.

#### 4. ОСНОВНЫЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

*Природные условия площадки.* Площадка строительства имеет следующие природно-климатические условия:

- расчетная зимняя температура наружного воздуха - 18 °С;
- вес снегового покрова -1,2 кПа;
- скоростной напор ветра -0,6 кПа;
- средняя глубина промерзания 0,8 м;

*Архитектурно-планировочные решения.* Основные объекты обустройства Ханкальского месторождения размещаются на двух площадках.

На первой площадке расположены следующие здания и сооружения:

1. Перекачивающая насосная станция;
2. Административное здание;
3. Гараж с мастерской;
4. Складская площадка;
5. Площадка отдыха;
6. Резервуарный парк;
7. КТП.

План размещения зданий и сооружений по первой площадке приведена на рис. А. 9.

Для проектирования зданий и сооружений выбраны следующие объемно- планировочные решения:

1. Максимальная блокировка зданий и сооружений в соответствии с принятыми технологическими схемами производства;
2. Унификация параметров габаритных схем.

*Перекачивающая насосная станция (1)* – здание размерами в плане 48,0-12,0 м, высотой 7,5м запроектировано из легких металлических конструкций.

Фундаменты - монолитные столбчатые;

Несущий каркас – металлические рамы, соединенные между собой связями.

Стены – панели трехслойные, наружная и внутренняя обшивки из оцинкованной стали. Утеплитель из минераловатной плиты;

Покрытие - панели трехслойные, наружная и внутренняя обшивки из оцинкованной стали. Утеплитель из минераловатной плиты;

Здание оборудовано подвесным краном грузоподъемностью 3,2 т.

*Административное здание (2)* предназначено для размещения административно-управленческого персонала. Здание АБК индивидуальной разработки размерами в плане 12-12 м, высота этажа 3 м.

Фундаменты - ленточные сборные железобетонные;

Стены – кирпичные;

Перекрытия и покрытие из сборных железобетонных плит;

Кровля – рулонная, плоская;

Лестницы – сборные железобетонные марши, площадки и проступи.

Гараж на 2 автомашины с мехмастерскими (3) здание размерами в плане 18·6, высота 4,6 м.

Стены – кирпичные, покрытие ж/б плиты по балкам.

Резервуарный парк (6) состоит из двух стальных цилиндрических резервуаров емкостью 1000 м<sup>3</sup> и 500 м<sup>3</sup>.

КТП (7) – здание блочной поставки.

На второй площадке расположены следующие здания и сооружения:

1. Перекачивающая насосная станция;
2. Резервуарный парк;
3. КТП.

План размещения зданий и сооружений по второй площадке приведена на рис. А.10.



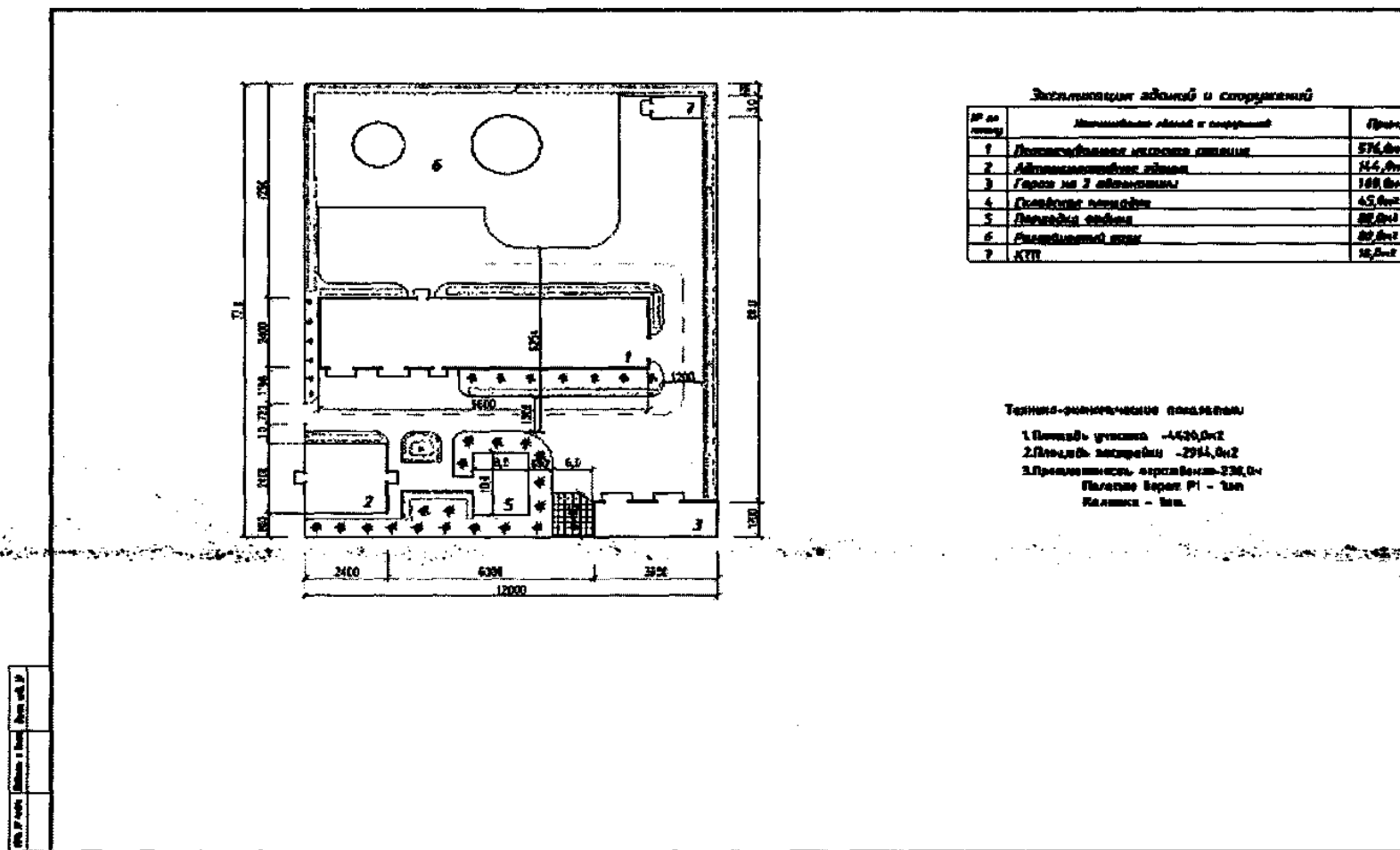


Рис. А. 9. План размещения зданий и сооружений по первой площадке

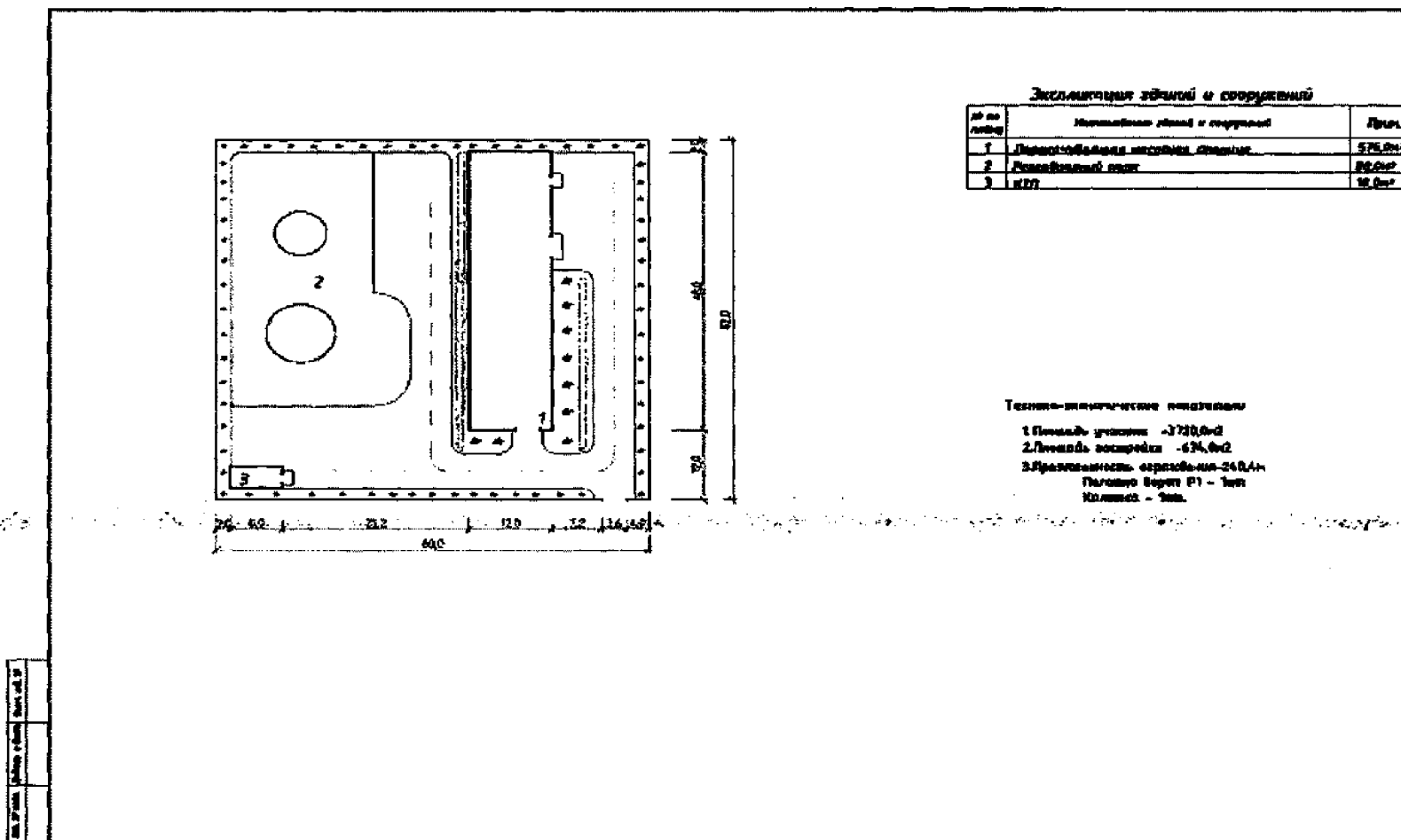


Рис. А. 10. План размещения зданий и сооружений по второй площадке

## Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 г

Для проектирования зданий и сооружений выбраны следующие объемно-планировочные решения:

1. Максимальная блокировка зданий и сооружений в соответствии с принятыми технологическими схемами производства;

2. Унификация параметров габаритных схем.

*Перекачивающая насосная станция (1)* – здание размерами в плане 48,0·12,0 м, высотой 7,5 м запроектировано из легких металлических конструкций.

Фундаменты - монолитные столбчатые;

Несущий каркас – металлические рамы, соединенные между собой связями.

Стены – панели трехслойные, наружная и внутренняя обшивки из оцинкованной стали. Утеплитель из минераловатной плиты;

Покрытие - панели трехслойные, наружная и внутренняя обшивки из оцинкованной стали. Утеплитель из минераловатной плиты;

Здание оборудовано подвесным краном грузоподъемностью 3,2 т.

*Резервуарный парк (б)* состоит из двух стальных цилиндрических резервуаров емкостью 1000 м<sup>3</sup> и 500 м<sup>3</sup>.

*КТП (3)* – здание блочной поставки.

### Решения по отоплению и вентиляции.

Расчетная температура наружного воздуха:

-средняя наиболее холодной пятидневки – минус 18 °С;

-средняя максимальная наиболее жаркого месяца – плюс 30,7 °С.

Период со среднесуточной температурой ≤ 8 °С:

-продолжительность отопительного периода – 156 суток;

-средняя температура – плюс 0,9 °С.

### *Источник теплоснабжения и теплоноситель*

Теплоснабжение зданий предусматривается от термальных эксплуатационных скважин Ханкальского термоводозабора. Система теплоснабжения централизованная двухтрубная. Параметры теплоносителя – 90-70 °С.

### Отопление

Отопление помещений производственных корпусов и административно-бытового корпуса предусматривается водяное. Нагревательные приборы- радиаторы и регистры из гладких труб.

### Вентиляция

Во всех производственных помещениях предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением. Проектируемая вентиляция обеспечивает необходимый воздухообмен и допустимую санитарными нормами чистоту воздуха в рабочей зоне производственных помещений. Вентиляция административно-бытовых помещений предусматривается приточно-вытяжная с механическим и естественным побуждением воздуха.

Тепловые нагрузки по производствам приведены в таблице А. 9.

Таблица А. 9. Тепловые нагрузки

№ п/п	Наименование	Расход на отопление и вентиляцию,
		Ккал/ч
1	Насосная перекачки	77 976
2	Насосная ППД	77 976
3	АБК	19 463
4	Гараж с мастерской	15 727
	Итого	191 142
	Годовая потребность	715,6Гкал

*Решения по водоснабжению и канализации*

Потребность в воде предприятия составляет на: хозяйственные нужды – 4,275 м<sup>3</sup>/сут. Годовая потребность в воде составляет: по 1 варианту-1500 м<sup>3</sup>, по 2,3 вариантам-2000 м<sup>3</sup>.

Хоз-бытовые стоки составляют 4,275 м<sup>3</sup>/сут;

На промплощадке предусматривается объединенная система водоснабжения - хозяйственного и противопожарного назначения. Источником водоснабжения являются существующие наружные сети.

Расход воды на пожаротушение – 15 л/сек.

Для очистки хозяйственных стоков принята блочно-комплектная установка «КВ-5.9» производительностью 5,0 м<sup>3</sup>/сут. После очистки стоки сбрасываются в Ханкальский канал.

*Электроснабжение*

Схема электроснабжения производства разработана совместно с сырьевой базой. Источником электроснабжения являются наружные электрические сети. Установленная мощность составляет по 1 варианту- 2000 кВт, по 2 и 3 вариантам- 4321 кВт. Годовой расход электроэнергии:

- по 1 варианту – 12,4 МВт час;
- по 2 варианту - 28,665 МВт час;
- по 3 варианту – 20,2 МВт час.

## 5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН

Промышленное предприятие по разработке и эксплуатации Ханкальского геотермального месторождения предполагается организовать в форме хозяйственного общества, входящего в систему ОАО «Геоэнергетика».

К непосредственной организации хозяйственного общества целесообразно приступить после проведения полного цикла предпроектных и проектных работ, включая проект разработки месторождения. Предлагаются следующие главные этапы организационного плана строительства и ввода в эксплуатацию ОПП.

На первом этапе необходимо провести предпроектные работы, включая разработку «Обоснования инвестиций в строительство промпредприятия, получение лицензии на право пользования недрами, согласование отвода земель под строительство, прохождение экологической экспертизы и уточнение источников финансирования. Предполагаемый срок проведения 2006 года.

Второй этап – разработка рабочего проекта строительства ОПП – планируется выполнить во 2-ом полугодии 2006 года.

Третьим этапом будет строительство геотермального производства силами строительных организаций Чеченской Республики. Строительство объекта предполагается осуществить в 2007 году.

Четвертый этап – эксплуатация объектов геотермии на Ханкальском месторождении с выходом на полную производственную мощность одновременно в первый год эксплуатации. Предполагаемый срок эксплуатации – 25 лет, с 2008-2032 гг.

Полный детализированный перечень этапов организационного плана приведен в таблице А. 10.

**Таблица А. 10. Организационный план строительства и ввода в эксплуатацию опытно-промышленного предприятия на Ханкальском месторождении**

Наименование	Сроки проведения
1. Осуществление предпроектных работ, включая разработку «Обоснования инвестиций в строительство опытно - промышленного завода»	1-ое полугодие 2011 г.
2. Поиск источников финансирования для осуществления проекта	1-ое полугодие 2011 г.
3. Разработка рабочего проекта строительства объектов геотермии на Ханкальском месторождении	2-ое полугодие 2011 г.
4. Назначение дирекции строящегося предприятия	IV квартал 2011 г.
5. Получение лицензии на право пользования недрами, согласование отвода земель под строительство, прохождение экологической экспертизы.	2-ое полугодие 2011 г.
6. Поиск строительно-монтажных организаций и оформление с ними договорных отношений	2-ое полугодие 2011 г.
7. Заказ оборудования и материалов для строительства геотермальных объектов	IV кв. 2011 г.
8. Строительство объектов геотермии на Ханкальском месторождении	2012-2013гг.
9. Авторский надзор за строительными работами	2012 г.
10. Организация хозяйственного общества	2012 г.
11. Подготовка персонала	2012-2013гг.
13. Сдача в эксплуатацию объекта	декабрь 2012 г.
14. Осуществление пуско-наладочных работ	декабрь 2012 г.
15. Авторский надзор-анализ (мониторинг) за работой предприятия	2013-2014гг.
16. Осуществление реконструктивно-доводочных мероприятий	2013-2014гг.

## 6. ФИНАНСОВАЯ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

### 6.1 Прогнозная производственная программа

В настоящей работе рассматривается целесообразность добычи и утилизации 15,2 тыс. м<sup>3</sup> (1 вариант), 31,0 тыс. м<sup>3</sup> (2 и 3 варианты) в год геотермальной воды. На основании проведенных исследований по ресурсной оценке, мощностным показателям проекта и принятым вариантам эксплуатации термоводозабора в таблице А. 11 представлены цена, объем и вид товарной продукции, предполагаемой к реализации на Ханкальском месторождении. Указанная производственная мощность имеет полную обеспеченность сбыта продукции согласно проведенным исследованиям и полученным исходным данным.

Тариф на геотермальную энергию принят на уровне аналогичного производства в г. Махачкала (Республика Дагестан). Предполагается поэтапный переход на принцип равнодоходности производства геотермальной энергии и теплоэнергии от котельных, работающих на природном газе. Согласно принятой на федеральном уровне стратегии поэтапного повышения цен на газ природный, предполагается к 2016-2017гг. повысить внутренние цены на газ природный в среднем на 60-70%. С учетом этого в расчетах принято ежегодное увеличение тарифа в первые шесть лет - на 10% и в последующем - стабилизация достигнутого уровня отпускных тарифов.

Инвестиционный цикл проекта составляет 26 лет и состоит из следующих этапов: проектирование и строительство – 1 год, эксплуатация объекта – 25 лет. Предусматривается 100% -я загрузка производственных мощностей завода после окончания строительства.

### 6.2 Инвестиционные затраты

Основными элементами создаваемого комплекса - опытно-промышленного производства по использованию геотермальных ресурсов являются:

- промысел (добычные и нагнетательные скважины, технологические трубопроводы) и тепловые пункты по выпуску теплоэнергии.

Затраты на восстановление скважин приняты ориентировочно с учетом опыта восстановления аналогичных скважин ОАО «Геотермнефтегаз» (Республика Дагестан). Величины капиталовложений по цеховой части - основному производству по данным ООО «НПЦ Подземгидроминерал». Основой расчета являются: стоимость оборудования основного производственного назначения и данные проектов-аналогов.

Стоимость проектно-изыскательских работ включена в сметную стоимость строительства объекта.

Добычу геотермальной воды, утилизацию отработанных пластовых вод предполагается осуществлять на действующих в районе строительства эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

В таблицах А. 12-А. 14 представлены суммарные инвестиции в строительство Ханкальского геотермального объекта по рассматриваемым вариантам.

Таблица А. 11. Расчет выручки от реализации продукции

Наименование продукции	Ед. измер.	1-й год			2-й год			3-й год			4-й год			5-й год			6-й и последующие годы		
		тариф, тыс. руб.	объем	выручка, млн. руб.	тариф, тыс. руб.	объем	выручка, млн. руб.	тариф, тыс. руб.	объем	выручка, млн. руб.	тариф, тыс. руб.	объем	выручка, млн. руб.	тариф, тыс. руб.	объем	выручка, млн. руб.	тариф, тыс. руб.	объем	выручка, млн. руб.
<b>1 вариант</b>																			
Теплоэнергия	тыс. Гкал	385	160,0	61,6	423,5	160,0	67,8	465,9	160,0	74,5	512,5	160,0	82,0	563,8	160,0	90,2	620,2	160,0	99,2
<b>Итого</b>				61,60			67,76			74,54			82,0			90,21			99,2
<b>Итого с НДС</b>				72,69			79,96			87,96			96,76			106,45			117,06
<b>2 вариант</b>																			
Теплоэнергия	тыс. Гкал	385	160,0	61,6	423,5	240,0	101,6	465,9	308,1	143,5	512,50	308,1	157,9	563,80	308,10	173,7	620,2	308,10	191,08
<b>Итого</b>				61,60			101,64			143,54			157,9			173,71			191,08
<b>Итого с НДС</b>				72,69			119,94			169,38			186,32			204,97			225,48
<b>3 вариант</b>																			
Теплоэнергия	тыс. Гкал	385	160,0	61,6	423,5	240,0	101,6	465,90	320,1	149,1	512,50	320,1	164,1	563,80	320,10	180,5	620,2	320,10	198,5
<b>Итого</b>				61,60			101,64			149,13			164,05			180,47			198,53
<b>Итого с НДС</b>				72,69			119,94			175,98			193,58			212,96			234,26

Таблица А. 12. Сводная ведомость инвестиционных затрат по 1-му варианту

Статьи затрат	Капитальные затраты, млн. руб.	Оборотный капитал, млн. руб.	Общие инвестиционные издержки	
			млн. руб.	млн. долл. США
Строительные работы	116,17			
Монтажные работы	5,57			
Оборудование	10,38			
Прочее	23,30			
<b>Итого</b>	<b>155,42</b>	<b>1,95</b>	<b>157,37</b>	<b>5,52</b>
<i>В том числе:</i>				
НДС	23,71			
<i>возвратные суммы</i>	0,337			

Оборотный капитал принят в размере 2-х месячных эксплуатационных издержек (без учета амортизации): 1<sup>ый</sup> вариант – 1,95 млн. руб., 2<sup>ой</sup> вариант – 3,41 млн. руб. и 3<sup>ий</sup> вариант – 3,61 млн. руб.

Таблица А. 13. Сводная ведомость инвестиционных затрат по 2-му варианту

Статьи затрат	Капитальные затраты, млн. руб.	Оборотный капитал, млн. руб.	Общие инвестиционные издержки	
			млн. руб.	млн. долл. США
Строительные работы	211,70			
Монтажные работы	7,18			
Оборудование	17,55			
Прочее	41,74			
<b>Итого</b>	<b>278,17</b>	<b>3,41</b>	<b>281,58</b>	<b>9,39</b>
<i>В том числе:</i>				
НДС 42,43				
<i>возвратные суммы</i>	0,449			

Таблица А. 14. Сводная ведомость инвестиционных затрат по 3-му варианту

Статьи затрат	Капитальные затраты, млн. руб.	Оборотный капитал, млн. руб.	Общие инвестиционные издержки	
			млн. руб.	млн. долл. США
Строительные работы	226,09			
Монтажные работы	6,77			
Оборудование	16,72			
Прочее	44,24			
<b>Итого</b>	<b>293,82</b>	<b>3,61</b>	<b>297,43</b>	<b>9,91</b>
<i>В том числе:</i>				
НДС 44,82				
<i>возвратные суммы</i>	0,598			



Таким образом, суммарные инвестиционные издержки по создаваемому комплексу составляют: 157,37 млн. руб. - по 1<sup>му</sup> варианту, 281,58 млн. руб. - по 2<sup>му</sup> варианту, 297,43 млн. руб. - по 3<sup>му</sup> варианту.

### 6.3 Производственные издержки и структура себестоимости продукции

*Основные фонды и амортизация.* Стоимость основных производственных фондов определена согласно сметной стоимости строительства без учета НДС. При этом исключены возвратные суммы, монтажные работы отнесены к оборудованию, а прочие затраты – к зданиям и сооружениям. Амортизация рассчитана согласно Постановлению Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Для зданий и сооружений средневзвешенное значение – 4,0 % (шифры: 124225351, 120001110, 110000000, 120001121, 124521125, 110000000), по оборудованию – 10 % (шифры: 142947191 + 142947198, 142912010, 122812030, 142923166, 143313000, 142923297).

Стоимость основных фондов и амортизационные отчисления приведены в таблице А. 15.

Таблица А. 15. Основные фонды и амортизационные отчисления, млн. руб.

Наименование показателей	Варианты					
	1		2		3	
	Стоимость основных фондов	Амортизация	Стоимость основных фондов	Амортизация	Стоимость основных фондов	Амортизация
Всего	131,43	6,07	235,36	10,67	248,49	11,13
<i>в том числе:</i>						
Здания и сооружения	117,91	4,72	214,40	8,58	228,59	9,14
Оборудование	13,52	1,35	20,96	2,10	19,91	1,99

*Затраты на сырье и материалы.* Стоимость сырья и материалов принята, исходя из аналога - ОАО «Геотермнефтегаз» Республика Дагестан, с учетом производственной программы, технологии и оборудования и приведена в таблице А. 16.

Таблица А. 16 . Затраты на сырье и материалы

Наименование	Сумма, тыс. руб.		
	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Сырье и материалы	40,0	70,0	80,0
Вспомогательные материалы (5%)	2,0	3,5	4,0
Транспортно-заготовительные расходы (10%)	4,0	7,0	8,0
<b>Итого</b>	<b>46,0</b>	<b>80,5</b>	<b>92,0</b>

*Энергетические и водные ресурсы.* На основании приведенных в разделе 2 исходных данных о потребности производства в воде и энергетических ресурсах в таблице А. 17 представлен расчет соответствующих затрат.

Тарифы по каждому показателю приняты согласно действующим нормам в районе строительства объекта на 01.12.2010 г. с учетом индексации к началу эксплуатации объекта.

Таблица А. 17. Энергозатраты

Показатели	Ед. изм.	Стоимость ед. изм., руб.	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
			Потребность	Затраты, тыс. руб.	Потребность	Затраты, тыс. руб.	Потребность	Затраты, тыс. руб.
1. Электроэнергия	МВт* час	3500,0	12,4	43,4	28,7	100,3	20,2	70,7
3. Вода хозяйственно-питьевая	тыс. м <sup>3</sup>	10021,0	1,5	15,0	2,0	20,0	2,0	20,0
<b>Итого</b>				<b>58,4</b>		<b>120,4</b>		<b>90,7</b>

*Затраты по труду.* Численность персонала определена, исходя из расчетов (раздел.3). Зарплата персонала принята, на основании исходных данных усреднено по группам: руководители, специалисты, служащие, основные и вспомогательные рабочие.

Штатный состав персонала и годовой фонд заработной платы по подразделениям и в целом по комплексу представлены в таблице А. 18.

Таблица А. 18. Затраты по труду

Наименование	Количество человек			Зарплата 1 работающего в месяц, руб.	Всего за год, тыс. руб.		
	1 вар.	2 вар.	3 вар.		1 вар.	2 вар.	3 вар.
<b>1. Общезаводской персонал:</b>							
Вспомогательные рабочие	1	1	1	10000	120,0	120,0	120,0
Руководители	1	2	2	20000	240,0	480,0	480,0
Специалисты	1	2	2	17000	204,0	408,0	408,0
Служащие	1	2	2	12000	144,0	288,0	288,0
<b>Итого</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>7</b>		<b>708,0</b>	<b>1296,0</b>	<b>1296,0</b>
<b>2. Цеховой персонал:</b>							
Основные рабочие	10	15	16	15000	1800,0	2700,0	2880,0
Вспомогательные рабочие	2	3	4	10000	240,0	360,0	480,0
Специалисты	4	6	7	17000	816,0	1224,0	1152,0
Служащие	1	2	2	12000	144,0	288,0	192,0
<b>Итого</b>	<b>17</b>	<b>26</b>	<b>29</b>		<b>3000,0</b>	<b>4572,0</b>	<b>5076,0</b>
<b>Всего</b>	<b>21</b>	<b>33</b>	<b>36</b>		<b>3708,0</b>	<b>5868,0</b>	<b>6372,0</b>
Страховые взносы, 34,2 %					1268,1	2006,9	2179,2
<b>Итого</b>					<b>4976,1</b>	<b>7874,9</b>	<b>8551,2</b>

*Налоги в составе себестоимости.* Согласно действующему налоговому кодексу в таблице А. 19. представлен расчет годовых налоговых отчислений в составе себестоимости.

Таблица А. 19. Налоги в составе себестоимости

Вид налога	Налогооблагаемая база	Ставка	Итого, тыс. руб.			Примечание
			Варианты			
			1	2	3	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	Выручка от реализации без НДС	5,50%	5457,8	10509,6	10918,9	
2. Налог на землю	Га	4560 руб.	38,03	38,03	38,03	Площадь участка: 8,34 Га по всем вариантам
<b>Итого</b>			<b>5495,79</b>	<b>10547,6</b>	<b>10957,0</b>	

Себестоимость продукции. В таблице А. 20 представлен расчет себестоимости производства товарной продукции.

Таблица А. 20. Структура себестоимости продукции

Экономические элементы	Варианты					
	1		2		3	
	с НДС	без НДС	с НДС	без НДС	с НДС	без НДС
1. Сырье и материалы	46,0	39,0	80,5	68,2	92,0	78,0
2. Энергозатраты	58,4	49,5	120,4	102,0	90,7	76,9
3. Затраты по труду (ФЗП + социальный налог)	4976,1	4976,1	7874,9	7874,9	8551,2	8551,2
4. Налоги	5495,8	5495,8	10547,6	10547,6	10957,0	10957,0
5. Прочие затраты	1114,9	1113,3	1874,8	1871,7	1986,8	1984,0
6. Итого: эксплуатационные издержки	11691,2	11673,7	20498,1	20464,4	21677,8	21647,1
7. Амортизация	6068,0	6068,0	10671,9	10671,9	11134,3	11134,3
<b>8. Полная себестоимость</b>	<b>17759,2</b>	<b>17741,7</b>	<b>31170,0</b>	<b>31136,3</b>	<b>32812,0</b>	<b>32781,4</b>

#### 6.4 Оценка эффективности инвестиций

Период освоения капложений с учетом проектно-изыскательских работ составляет 1 год. Срок эксплуатации геотермального производства, определен исходя из условий эксплуатации месторождения, и составляет 25 лет по всем вариантам. Расчетный период (инвестиционный цикл) - 26 лет.

При расчете денежного потока для оценки коммерческой эффективности учитываются:  
 -налоги в составе себестоимости;  
 -налог на имущество по ставке 2,2 % в год от среднегодовой стоимости имущества;  
 -налог на прибыль по ставке 20%;  
 -НДС от операционной деятельности и возмещение НДС по постоянным активам.

Налоговые отчисления за расчетный период по вариантам приведены в приложении В. Поток наличности по налогу на прибыль и расчет чистой прибыли за период эксплуатации в статическом виде и на дисконтированном денежном потоке дан в таблицах А. 21 –А. 23. Норма дисконта принята в размере 10% (0,1).

Предусмотрены повторные капложения в размере стоимости оборудования через 10 лет эксплуатации.

Движение потоков наличности и годовые значения результирующих показателей коммерческой эффективности в реальных деньгах за весь инвестиционный цикл представлены в таблицах А. 21 – А. 26.

### 6.5 Бюджетная эффективность

В расчетах использованы существующие на момент выпуска работы ставки налогов и действующая в России система налогообложения - в соответствии с "Налоговым кодексом Российской Федерации". В связи с невозможностью представительного прогноза динамики изменения ставок налогов в пределах расчетного периода, они приняты неизменными на весь период расчета. Распределение налогов по рангам бюджета показано в таблице А. 27.

Таблица А. 27. Ставки налогов по видам бюджетов

Ставки налогов, %	Федеральный бюджет	Консолидированный республиканский бюджет	Местный бюджет	Всего
Налог на ДПИ	5,5			
НДС	18,0	0,0	0,0	18,0
Налог на прибыль	18,0	2,0	0,0	20,0
Налог на имущество	1,1	1,1	0,0	2,2
Подоходный налог	3,0	10,0		13
Налог на землю	0,0	0,0	7,5	7,5

В таблицах А. 28 - А. 30 представлены показатели бюджетной эффективности - поступления в консолидированный бюджет (федеральный, региональный и местный) - за весь инвестиционный цикл строительства и эксплуатации геотермальных объектов по рассматриваемым вариантам. За расчетный период бюджеты всех уровней получают с учетом дисконта соответственно по вариантам: 1<sup>й</sup> вариант - 317,8 млн. руб., 2<sup>й</sup> вариант- 585,4 млн. руб., 3<sup>й</sup> вариант-605,6 млн.руб. Приведенный расчет показывает, что бюджеты всех уровней, начиная с 2-го года инвестиционного цикла, получают существенные денежные поступления.

Таким образом, проект имеет и бюджетную привлекательность, стимулирует заинтересованность в местных органах власти в развитии данного производства.

Помимо коммерческой и бюджетной эффективности проект имеет общеотраслевой эффект, что позволит экономить органическое топливо - 50,0 тыс. т.у.т.

Дополнительный эффект заключается в возможности реализации органического топлива на экспорт по мировым ценам. В пересчете на природный газ экономия составит 46,2 млн. м<sup>3</sup>/год.

В таблице А. 31 приведены сводные показатели поступления налогов в бюджеты всех уровней.

Таблица А. 21. Расчет чистой прибыли и налога на прибыль (1 вариант), млн. руб.

Показатели	Годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Выручка без НДС	61,60	67,76	74,54	82,00	90,21	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23
2. Себестоимость без НДС	9,55	14,34	16,38	16,79	17,25	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74
3. Балансовая прибыль	52,05	53,42	58,16	65,21	72,96	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49
4. Налоги на финансовые результаты - на имущество	1,41	2,77	2,66	2,52	2,39	2,26	2,12	1,99	1,86	1,72	1,59
5. Налогооблагаемая прибыль	50,64	50,64	55,50	62,68	70,57	79,23	79,37	79,50	79,63	79,77	79,90
6. Налог на прибыль	10,13	10,13	11,10	12,54	14,11	15,85	15,87	15,90	15,93	15,95	15,98
7. Чистая прибыль (ЧП)	40,51	40,51	44,40	50,15	56,46	63,39	63,49	63,60	63,71	63,81	63,92
8. Накопленная ЧП	40,51	81,03	125,43	175,57	232,03	295,42	358,91	422,51	486,22	550,03	613,95
9. Коэффициент дисконтирования (E=0,1)	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39	0,35
10. Дисконтированная ЧП	36,83	33,48	33,36	34,25	35,06	35,78	32,58	29,67	27,02	24,60	22,40
11. Накопленная ДЧП	36,83	70,31	103,67	137,92	172,98	208,76	241,34	271,01	298,03	322,63	345,03

Продолжение таблицы А. 21.

пп.	Годы															Всего
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
1.	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	99,23	2360,75	
2.	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	15,31	426,72	
3.	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	83,92	1934,03	
4.	1,46	1,62	1,49	1,35	1,22	1,09	0,95	0,82	0,69	0,55	0,42	0,29	0,15	0,04	35,43	
5.	80,03	79,87	80,00	80,14	80,27	80,40	80,54	80,67	80,80	80,94	81,07	81,21	81,34	83,88	1898,60	
6.	16,01	15,97	16,00	16,03	16,05	16,08	16,11	16,13	16,16	16,19	16,21	16,24	16,27	16,78	379,72	
7.	64,03	63,90	64,00	64,11	64,22	64,32	64,43	64,54	64,64	64,75	64,86	64,96	65,07	67,10	1518,88	
8.	677,98	741,87	805,88	869,99	934,20	998,53	1062,96	1127,49	1192,14	1256,89	1321,75	1386,71	1451,78	1518,88		
9.	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09		
10.	20,40	18,51	16,85	15,35	13,98	12,73	11,59	10,55	9,61	8,75	7,97	7,26	6,61	6,19	511,37	
11.	365,43	383,94	400,80	416,14	430,12	442,85	454,43	464,99	474,60	483,34	491,31	498,57	505,17	511,37		

Таблица А. 22. Расчет чистой прибыли и налога на прибыль (2 вариант), млн. руб.

Показатели	Годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Выручка без НДС	61,60	101,64	143,54	157,90	173,71	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08
2. Себестоимость без НДС	13,72	21,07	28,52	29,31	30,18	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14
3. Балансовая прибыль	47,88	80,57	115,02	128,59	143,53	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95
4. Налоги на финансовые результаты - на имущество	2,53	3,68	4,77	4,53	4,30	4,06	3,83	3,59	3,36	3,12	2,89
5. Налогооблагаемая прибыль	45,35	76,89	110,26	124,06	139,23	155,88	156,12	156,35	156,59	156,82	157,06
6. Налог на прибыль	9,07	15,38	22,05	24,81	27,85	31,18	31,22	31,27	31,32	31,36	31,41
7. Чистая прибыль (ЧП)	36,28	61,51	88,20	99,25	111,38	124,71	124,90	125,08	125,27	125,46	125,65
8. Накопленная ЧП	36,28	97,79	186,00	285,24	396,63	521,33	646,23	771,31	896,58	1022,04	1147,69
9. Коэффициент дисконтирования (E=0,1)	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39	0,35
10. Дисконтированная ЧП	32,98	50,84	66,27	67,79	69,16	70,39	64,09	58,35	53,13	48,37	44,04
11. Накопленная ДЧП	32,98	83,82	150,09	217,87	287,03	357,43	421,52	479,87	533,00	581,37	625,41

Продолжение таблицы А. 22.

	Годы															Всего
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
1.	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	191,08	4460,06
2.	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	31,14	745,53
3.	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	159,95	3714,54
4.	2,65	2,88	2,65	2,41	2,18	1,94	1,71	1,47	1,24	1,00	0,77	0,53	0,30	0,09		62,47
5.	157,29	157,07	157,30	157,54	157,77	158,01	158,24	158,48	158,71	158,95	159,18	159,41	159,65	159,86		3652,06
6.	31,46	31,41	31,46	31,51	31,55	31,60	31,65	31,70	31,74	31,79	31,84	31,88	31,93	31,97		730,41
7.	125,83	125,65	125,84	126,03	126,22	126,40	126,59	126,78	126,97	127,16	127,34	127,53	127,72	127,89		2921,65
8.	1273,53	1399,18	1525,02	1651,05	1777,27	1903,67	2030,26	2157,05	2284,01	2411,17	2538,51	2666,05	2793,77	2921,65		
9.	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09		
10.	40,09	36,40	33,14	30,17	27,47	25,01	22,77	20,73	18,87	17,18	15,64	14,24	12,97	11,80		951,90
11.	665,50	701,90	735,04	765,21	792,68	817,69	840,45	861,18	880,06	897,24	912,88	927,13	940,09	951,90		

Таблица А. 23. Расчет чистой прибыли и налога на прибыль (3 вариант), млн. руб.

Показатели	Годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Выручка без НДС	61,6	101,64	149,13	164,05	180,47	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53
2. Себестоимость без НДС	14,34	22	30,06	30,89	31,79	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78
3. Балансовая прибыль	47,26	79,64	119,07	133,17	148,68	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74
4. Налоги на финансовые результаты - на имущество	2,67	3,89	5,04	4,79	4,55	4,3	4,06	3,81	3,57	3,32	3,08
5. Налогооблагаемая прибыль	44,59	75,76	114,03	128,37	144,14	161,44	161,69	161,93	162,18	162,42	162,67
6. Налог на прибыль	8,92	15,15	22,81	25,67	28,83	32,29	32,34	32,39	32,44	32,48	32,53
7. Чистая прибыль (ЧП)	35,67	60,61	91,23	102,7	115,31	129,15	129,35	129,54	129,74	129,94	130,13
8. Накопленная ЧП	35,67	96,28	187,5	290,2	405,51	534,66	664,01	793,56	923,3	1053,23	1183,4
9. Коэффициент дисконтирования (E=0,1)	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39	0,35
10. Дисконтированная ЧП	32,43	50,09	68,54	70,14	71,6	72,9	66,38	60,43	55,02	50,1	45,61
11. Накопленная ДЧП	32,43	82,52	151,06	221,2	292,8	365,7	432,08	492,51	547,53	597,63	643,24

Продолжение таблицы А. 13.

	Годы														Всего
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
1.	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	198,53	4627,42
2.	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	32,78	31,02	782,94
3.	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	165,74	167,51	3844,48
4.	2,83	3,03	2,78	2,54	2,29	2,05	1,8	1,56	1,31	1,07	0,82	0,58	0,33	0,1	66,17
5.	162,91	162,72	162,96	163,21	163,45	163,7	163,94	164,19	164,43	164,68	164,92	165,17	165,41	167,4	3778,31
6.	32,58	32,54	32,59	32,64	32,69	32,74	32,79	32,84	32,89	32,94	32,98	33,03	33,08	33,48	755,66
7.	130,33	130,17	130,37	130,57	130,76	130,96	131,15	131,35	131,55	131,74	131,94	132,13	132,33	133,92	3022,65
8.	1313,7	1443,87	1574,24	1704,81	1835,57	1966,53	2097,68	2229,03	2360,58	2492,32	2624,26	2756,39	2888,72	3022,65	
9.	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,2	0,18	0,16	0,15	0,14	0,12	0,11	0,1	0,09	
10.	41,53	37,71	34,33	31,26	28,46	25,91	23,59	21,48	19,55	17,8	16,21	14,76	13,43	12,36	981,61
11.	684,77	722,47	756,81	788,06	816,52	842,43	866,02	887,49	907,05	924,85	941,06	955,82	969,25	981,61	



Таблица А. 24. - Движение потоков наличности (коммерческая эффективность) - 1 вариант, млн. руб.

Показатели	годы											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Приток</b>												
1. Выручка (с НДС)		72,69	79,96	87,96	96,76	106,45	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09
<b>ИТОГО</b>		72,69	79,96	87,96	96,76	106,45	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09
<b>Отток</b>												
2. Инвестиции	77,54	79,82										
капвложения	77,54	77,88										
оборотный капитал		1,95										
3. Эксплуатац. издержки		3,1	6,04	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
4. Налоговые отчисления		14,97	16,67	30,85	34,35	37,73	41,45	41,34	41,23	41,13	41,02	40,91
<b>ИТОГО</b>	77,54	97,89	22,71	37,05	40,55	43,92	47,64	47,53	47,43	47,32	47,21	47,11
<b>Эффективность проекта</b>												
5. Чистый доход (ЧД)	-77,54	-25,2	57,25	50,92	56,21	62,52	69,45	69,56	69,67	69,77	69,88	69,99
6. Накопленный ЧД	-77,54	-102,7	-45,5	5,42	61,63	124,16	193,61	263,17	332,83	402,61	472,49	542,47
7. Коэфф. дисконтирования (E=0,1)	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386	0,35
8. Дисконтированный ЧД	-77,5	-22,9	47,3	38,3	38,4	38,8	39,2	35,7	32,5	29,6	26,9	24,5
9. Накопленный ЧДД	-77,5	-100,4	-53,1	-14,8	23,6	62,4	101,6	137,3	169,8	199,4	226,3	250,8
10. ВНД, %												
11. ИДД, отн. ед.												
12. ДСО, лет												

• - Налоги в составе себестоимости учтены в п. 4 – Налоговые отчисления

Продолжение таблицы А. 24.

п.	ГОДЫ														Всего
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
1	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	2785,69
	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	117,09	2785,69
2	15,95														173,31
	15,95														171,37
3	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	5,97	151,41
	40,80	40,94	40,83	40,72	40,62	40,51	40,40	40,30	40,19	40,08	39,97	39,87	39,76	40,16	946,78
4	62,95	47,13	47,02	46,92	46,81	46,70	46,60	46,49	46,38	46,28	46,17	46,06	45,96	46,13	1271,51
5	54,14	69,96	70,07	70,18	70,28	70,39	70,50	70,60	70,71	70,82	70,92	71,03	71,14	70,96	1514,18
6	596,62	666,58	736,65	806,83	877,11	947,50	1018,00	1088,60	1159,31	1230,13	1301,05	1372,08	1443,22	1514,18	
7	0,319	0,290	0,263	0,239	0,218	0,198	0,180	0,164	0,149	0,135	0,123	0,112	0,102	0,092	
8	17,3	20,3	18,5	16,8	15,3	13,9	12,7	11,5	10,5	9,6	8,7	7,9	7,2	6,5	427,50
9	268,10	288,40	306,90	323,70	339,00	352,90	365,60	377,10	387,60	397,20	405,90	413,80	421,00	427,50	
10															43,3%
11															5,26
12															4,4

Таблица А. 25. Движение потоков наличности (коммерческая эффективность) - 2 вариант, млн. руб.

Показатели	годы											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Приток</b>												
1. Выручка (с НДС)		72,69	119,94	169,38	186,32	204,97	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48
ИТОГО		72,69	119,94	169,38	186,32	204,97	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48
<b>Отток</b>												
2. Инвестиции	138,86	71,14	71,58									
капвложения	138,86	69,43	69,88									
оборотный капитал		1,71	1,71									
3. Эксплуатац. издержки		4,98	7,46	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95
4. Налоговые отчисления		15,03	24,68	47,47	66,46	72,97	80,15	79,96	79,78	79,59	79,40	79,21
ИТОГО	138,86	91,14	103,73	57,42	76,41	82,92	90,10	89,91	89,73	89,54	89,35	89,16
<b>Эффективность проекта</b>												
5. Чистый доход (ЧД)	138,86	-18,45	16,20	111,96	109,92	122,05	135,38	135,56	135,75	135,94	136,13	136,32
6. Накопленный ЧД	138,86	157,31	141,11	-29,15	80,77	202,82	338,20	473,76	609,51	745,45	881,58	1017,90
7. Коэфф. дисконтирования (E=0,1)	1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386	0,350
8. Дисконтированный ЧД	-138,9	-16,8	13,4	84,1	75,1	75,8	76,4	69,6	63,3	57,7	52,5	47,8
9. Накопленный ЧДД	138,90	155,70	142,30	-58,20	16,90	92,70	169,10	238,70	302,00	359,70	412,20	460,00
10. ВНД, %												
11. ИДД, отн. ед.												
12. ДСО, лет												

• - Налоги в составе себестоимости учтены в п. 4 – Налоговые отчисления

Комплексное использование геотермальных вод Чеченской Республики на период до 2030 г.

Продолжение таблицы А. 25.

П	ГОДЫ												Всего			
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		2036	2037	
1	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	5262,88
И	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	225,48	5262,88
2	24,73															306,31
	24,73															302,90
3	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	9,95	3,41
4	79,02	79,21	79,02	78,83	78,64	78,45	78,27	78,08	77,89	77,70	77,52	77,33	77,14	76,97	76,77	241,30
И	113,71	89,16	88,97	88,78	88,59	88,40	88,22	88,03	87,84	87,65	87,47	87,28	87,09	86,92	86,73	1798,77
5	111,77	136,32	136,51	136,70	136,89	137,07	137,26	137,45	137,64	137,83	138,01	138,20	138,39	138,55	138,73	2916,49
6	1129,6	1265,9	1402,5	1539,2	1676,0	1813,1	1950,4	2087,8	2225,5	2363,3	2501,3	2639,5	2777,93	2916,49	3065,2	2916,49
7	0,319	0,290	0,263	0,239	0,218	0,198	0,180	0,164	0,149	0,135	0,123	0,112	0,102	0,092	0,082	806,10
8	35,6	39,5	35,9	32,7	29,8	27,1	24,7	22,5	20,5	18,6	17,0	15,4	14,0	12,8	11,6	806,10
9	495,60	535,10	571,00	603,70	633,50	660,60	685,30	707,80	728,30	746,90	763,90	779,30	793,30	806,10	821,10	806,10
1																41,8%
1																6,18
1																4,8
2																

Таблица А. 26. Движение потоков наличности (коммерческая эффективность) - 3 вариант, млн. руб.

Показатели	годы											
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Приток</b>												
1. Выручка (с НДС)		72,69	119,94	175,98	193,58	212,96	234,26	234,26	234,26	234,26	234,26	234,26
<b>ИТОГО</b>		72,69	119,94	175,98	193,58	212,96	234,26	234,26	234,26	234,26	234,26	234,26
<b>Отток</b>												
2. Инвестиции	146,61	75,11	75,71									
капвложения	146,61	73,31	73,90									
оборотный капитал		1,80	1,80									
3. Эксплуатац. издержки		5,36	8,04	10,72	10,72	10,72	10,72	10,72	10,72	10,72	10,72	10,72
4. Налоговые отчисления		15,02	24,67	47,43	69,03	75,80	83,26	83,06	82,86	82,67	82,47	82,28
<b>ИТОГО</b>	146,61	95,49	108,41	58,15	79,75	86,52	93,98	93,78	93,58	93,39	93,19	93,00
<b>Эффективность проекта</b>												
5. Чистый доход (ЧД)	-146,61	-22,80	11,52	117,83	113,83	126,44	140,28	140,48	140,68	140,87	141,07	141,26
6. Накопленный ЧД	-146,61	-169,41	-157,89	-40,06	73,77	200,21	340,49	480,97	621,65	762,52	903,59	1044,86
7. Коэфф. дисконтирования (E=0,1)	1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386	0,350
8. Дисконтированный ЧД	-146,6	-20,7	9,5	88,5	77,7	78,5	79,2	72,1	65,6	59,7	54,4	49,5
9. Накопленный ЧДД	-146,60	-167,30	-157,80	-69,30	8,40	86,90	166,10	238,20	303,80	363,50	417,90	467,40
10. ВНД, %												
11. ИДД, отн.ед.												
12. ДСО, лет												

• - Налоги в составе себестоимости учтены в п. 4 – Налоговые отчисления



Таблица А. 28. Бюджетная эффективность (1 вариант), млн. руб.

Показатели	Годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Налог на ДПИ	3,39	3,73	4,10	4,51	4,96	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
2. Налог на землю	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
3. На имущество	1,41	2,77	2,66	2,52	2,39	2,26	2,12	1,99	1,86	1,72	1,59
4. На прибыль	10,13	10,13	11,10	12,54	14,11	15,85	15,87	15,90	15,93	15,95	15,98
5. НДС с учетом возмещения	0,00	0,00	12,95	14,74	16,22	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85
6. Подоходный налог	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
7. ИТОГО	15,45	17,15	31,33	34,83	38,21	41,93	41,82	41,71	41,61	41,50	41,39
8.ИТОГО с учетом дисконта	14,04	14,17	23,54	23,79	23,72	23,67	21,46	19,46	17,65	16,00	14,51

Продолжение таблицы А. 28.

П.	Годы														Всего
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
1.	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46	129,84
2.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,95
3.	1,46	1,62	1,49	1,35	1,22	1,09	0,95	0,82	0,69	0,55	0,42	0,29	0,15	0,04	35,43
4.	16,01	15,97	16,00	16,03	16,05	16,08	16,11	16,13	16,16	16,19	16,21	16,24	16,27	16,78	379,72
5.	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	400,84
6.	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	12,05
7.	41,29	41,42	41,31	41,20	41,10	40,99	40,88	40,78	40,67	40,56	40,46	40,35	40,24	40,64	958,83
8.	13,16	12,00	10,88	9,86	8,94	8,11	7,35	6,67	6,05	5,48	4,97	4,51	4,09	3,75	317,83

Таблица А. 29. Бюджетная эффективность (2 вариант), млн. руб.

Показатели	Годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Налог на ДПИ	3,39	5,59	7,89	8,68	9,55	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51
2. Налог на землю	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
3. На имущество	2,53	3,68	4,77	4,53	4,30	4,06	3,83	3,59	3,36	3,12	2,89
4. На прибыль	9,07	15,38	22,05	24,81	27,85	31,18	31,22	31,27	31,32	31,36	31,41
5. НДС с учетом возмещения	0,00	0,00	12,72	28,39	31,24	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36
6. Подоходный налог	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
7. ИТОГО	15,79	25,44	48,23	67,22	73,73	80,91	80,72	80,54	80,35	80,16	79,97
8. ИТОГО с учетом дисконта	14,35	21,03	36,24	45,91	45,78	45,67	41,42	37,57	34,08	30,91	28,03

Продолжение таблицы А. 29.

П.	Годы														Всего
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
1.	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	245,30
2.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,95
3.	2,65	2,88	2,65	2,41	2,18	1,94	1,71	1,47	1,24	1,00	0,77	0,53	0,30	0,09	62,47
4.	31,46	31,41	31,46	31,51	31,55	31,60	31,65	31,70	31,74	31,79	31,84	31,88	31,93	31,97	730,41
5.	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	34,36	759,64
6.	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	19,00
7.	79,78	79,97	79,78	79,59	79,40	79,21	79,03	78,84	78,65	78,46	78,28	78,09	77,90	77,73	1817,77
8.	25,42	23,16	21,01	19,05	17,28	15,67	14,21	12,89	11,69	10,60	9,62	8,72	7,91	7,17	585,40



Таблица А. 30. Бюджетная эффективность (3 вариант), млн. руб.

Показатели	Годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Налог на ДПИ	3,39	5,59	8,20	9,02	9,93	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92
2. Налог на землю	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
3. На имущество	2,67	3,89	5,04	4,79	4,55	4,30	4,06	3,81	3,57	3,32	3,08
4. На прибыль	8,92	15,15	22,81	25,67	28,83	32,29	32,34	32,39	32,44	32,48	32,53
5. НДС с учетом возмещения	0,00	0,00	11,34	29,50	32,46	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71
6. Подоходный налог	0,8284	0,828	0,828	0,8284	0,828	0,8284	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
7. ИТОГО	15,85	25,50	48,26	69,86	76,63	84,09	83,89	83,69	83,50	83,30	83,11
8. ИТОГО с учетом дисконта	14,41	21,07	36,26	47,72	47,58	47,46	43,05	39,04	35,41	32,12	29,13

Продолжение таблицы А. 30.

Годы	Годы															Всего
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
1.	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	254,51	
2.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	1,00	
3.	2,83	3,03	2,78	2,54	2,29	2,05	1,80	1,56	1,31	1,07	0,82	0,58	0,33	0,10	66,17	
4.	32,58	32,54	32,59	32,64	32,69	32,74	32,79	32,84	32,89	32,94	32,98	33,03	33,08	33,48	755,66	
5.	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	35,71	787,44	
6.	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	20,71	
7.	82,91	83,06	82,87	82,67	82,48	82,28	82,08	81,89	81,69	81,50	81,30	81,10	80,91	81,08	1885,49	
8.	26,42	24,06	21,82	19,79	17,95	16,28	14,76	13,39	12,14	11,01	9,99	9,06	8,21	7,48	605,61	

Таблица А. 31. Налоговые отчисления, млн, руб.

Виды налогов	1 вариант	2 вариант	3 вариант
1. Федеральный бюджет, всего	892,92	1697,93	1759,91
в т.ч.: Налог на ДПИ	129,84	245,30	254,51
НДС	400,84	759,64	787,44
Налог на прибыль	341,75	657,37	680,09
Налог на имущество	17,72	31,24	33,09
Подоходный налог	2,78	4,38	4,78
2. Консолидированный республиканский бюджет, всего	64,96	118,89	124,58
в т.ч.: Налог на прибыль	37,97	73,04	75,57
Налог на имущество	17,72	31,24	33,09
Подоходный налог	9,27	14,62	15,93
3. Местный бюджет, всего	0,95	0,95	1,00
в т.ч.: Налог на землю	0,95	0,95	1,00

### 7. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТРОИТЕЛЬСТВА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЦЕННЫХ КОМПОНЕНТОВ

В таблице А. 32 представлены сводные показатели эффективности инвестиций в создание геотермального производства на базе Ханкальского месторождения геотермальных вод по вариантам.

**Таблица А. 32. Основные технико-экономические и финансовые показатели**

Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		
		1 вариант	2 вариант	3 вариант
1. Мощность предприятия (годовой выпуск) -Теплоэнергия	тыс. Гкал	184,1	308,1	320,1
2. Стоимость товарной продукции (без НДС)	млн. руб./год	99,2	191,1	198,5
3. Общая численность работающих	чел.	21	33	36
4. Инвестиции	млн. руб.	155,4	281,6	297,4
5. Стоимость постоянных активов	млн. руб.	131,4	235,4	248,5
6. Себестоимость без НДС	млн. руб./год	17,7	31,1	32,8
7. Чистая прибыль - среднегодовая	млн. руб.	84,4	162,3	167,9
8. Чистый доход	млн. руб.	1514,2	2916,5	3014,9
9. Интегральный эффект (ЧДД)	млн. руб.	429,5	806,1	826,9
10. Индекс дисконтированной доходности инвестиций	оти. ед.	5,3	6,2	5,9
11. Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	4,4	4,8	4,9
12. Внутренняя норма доходности	%	43,3	41,8	40,6
13. Бюджетный эффект	млн. руб.	958,83	1817,77	1885,48
14. Бюджетный эффект с учетом дисконта	млн. руб.	317,8	585,4	605,6

Экономическая оценка использования геотермальных промышленных вод на Ханкальском месторождении в Чеченской Республике для теплоснабжения соответствующих потребителей свидетельствует об эффективности вложения финансовых средств по всем рассматриваемым вариантам. С учетом объемов капложений, мощности производства и показателей коммерческой эффективности на наш взгляд целесообразно принять в качестве 1<sup>го</sup> этапа освоения инвестиций 1<sup>й</sup> вариант с последующим переходом ко 2<sup>му</sup> или 3<sup>му</sup> этапам освоения инвестиций – 31,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. геотермальных вод. Поток реальных денег по третьему варианту приведен на рисунке А. 11.

### Поток реальных денег проекта

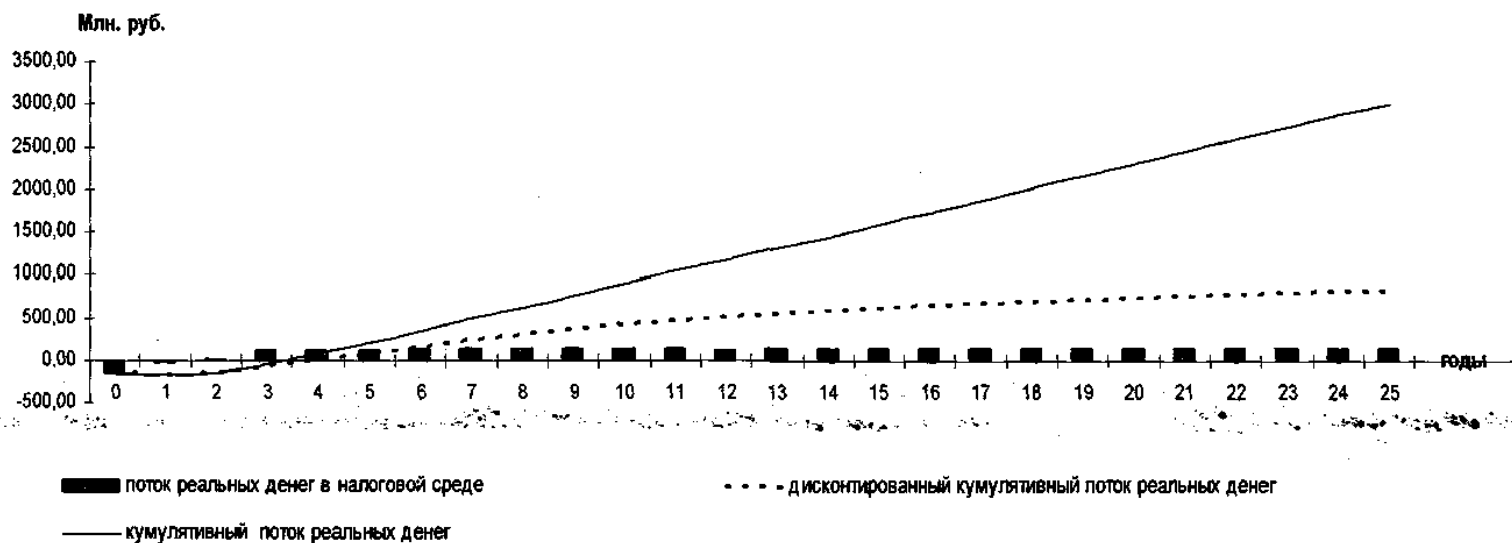


Рис. А. 11. Поток реальных денег проекта

### Заключение

Потенциал ресурсной базы геотермальных источников тепла на территории Чеченской Республики свидетельствует о возможности существенного вклада в топливно-энергетический баланс республики.

Разведанные выводимые запасы термальных вод 14 месторождений составляют 64,68 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. По запасам термальных вод среди федеральных округов и субъектов Российской Федерации Чеченская Республика занимает третье место. За ним идут Краснодарский край (35,574), Ставропольский край (12,2), Республика Адыгея (8,98), Карачаево-Черкесская Республика (6,8), Кабардино-Балкарская Республика (5,3), Чукотский АО (2,2), Магаданская область (0,135).

1. Выполненными исследованиями установлено, что подземные геотермальные воды Ханкальского месторождения Чеченской Республики представляют промышленный интерес для воссоздания геотермального производства.

2. Первоочередной промышленный интерес представляют варианты теплоснабжения объектов в г. Грозный (пл. Минутка), в/г Ханкала и теплично-парниковый комбинат в Ханкале.

3. Анализ существующего промыслового материала позволяет в качестве первоочередного сценария освоения месторождения рассмотреть следующий вариант эксплуатации месторождения. Из исследованных ранее скважин на Ханкальском месторождении рекомендуется: 20 скважин использовать в качестве добычных со средним дебитом 1500-2000 м<sup>3</sup>/сут на 1 скважину при температуре на устье скважины 100 °С (общий дебит 31000 м<sup>3</sup>/сут) и 14 нагнетательных скважин с ожидаемой приемистостью – до 2000-2500 м<sup>3</sup>/сут на 1 скважину. Полученные при исследованиях по обратной закачке отработанных промышленных вод давление нагнетания при указанной приемистости не превышает 4,0-5,0 МПа.

4. Анализ состояния производства и потребления предлагаемой к выпуску геотермальной продукции позволяет сделать следующие выводы:

- имеющиеся геотермальные ресурсы имеют полную обеспеченность с точки зрения их использования;

- наличие неудовлетворенного спроса на предлагаемую энергопродукцию должно гарантировать проектируемому предприятию полный сбыт произведенной продукции и высокую эффективность хозяйственной деятельности;

5. Предложены три варианта эксплуатации Ханкальского месторождения геотермальных вод. В первом варианте рассмотрено обустройство 9 эксплуатационных скважин IV-VII, XIII пластов и 6 нагнетательных скважин с суммарным дебитом 15,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (что дает возможность получения 36 Гкал/ч тепла). По второму и третьему вариантам планируется обустройство 20 эксплуатационных скважин IV-VII, IX, X, XIII, XXII пластов и 14 нагнетательных скважин с общим дебитом 31 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

6. Экономическая оценка использования геотермальных промышленных вод на Ханкальском месторождении в Чеченской Республике для теплоснабжения соответствующих потребителей свидетельствует об эффективности вложения финансовых средств по всем рассматриваемым вариантам. С учетом объемов капиталовложений, мощности производства и показателей коммерческой эффективности целесообразно принять в качестве 1<sup>го</sup> этапа освоения инвестиций 1<sup>й</sup> вариант с последующим переходом к 2<sup>му</sup> этапу или 3<sup>му</sup> этапу освоения инвестиций – 31,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут геотермальных вод.

7. Проведенный анализ возможности привлечения заемных средств свидетельствует об эффективности кредитной схемы финансирования.

8. Принятие положительного решения по финансированию строительства может быть оправдано не только прямыми доходами от вложения средств в проект, но и ожидаемыми результатами в плане промышленного освоения новых технологий, благоприятными социальными последствиями и повышением роли и значения геотермальной отрасли в народном хозяйстве Чеченской Республики.

9. При решении вопроса о строительстве геотермального производства должны быть также приняты во внимание положительные результаты реализации проекта, не отражающиеся в стоимостных показателях. К ним относятся:

- освоение в промышленных масштабах и дальнейшее совершенствование технологии извлечения и переработки геотермальных ресурсов;

- улучшение использования природных ресурсов за счет эффективной переработки пластовых вод;

- экологический эффект, заключающийся в отказе от альтернативных методов получения теплопродукции, связанных с отрицательным воздействием на среду;

- социальный эффект, заключающийся в создании новых рабочих мест в районе строительства объекта, задействовании смежных предприятий и повышении загрузки имеющихся строительных и монтажных организаций.

10. Общественная и бюджетная эффективности проекта также благоприятны и свидетельствуют о возможности при его реализации существенных поступлений финансовых средств в бюджеты всех уровней. За расчетный период бюджеты всех уровней получают от 958,83 (с дисконтом - 317,8) млн. руб. по 1<sup>му</sup> варианту до 1885,49 (с дисконтом - 605,6) млн. руб. по 3<sup>му</sup> варианту.

Помимо коммерческой и бюджетной эффективности проект имеет общепромышленный эффект, что позволит экономить органическое топливо - 50,0 тыс. т.у.т.

11. После принятия решения о реализации предлагаемых технологических решений необходимо приступить к последующим стадиям предпроектных и проектных работ:

- переоценка запасов геотермальных вод;

- проект разработки геотермального месторождения;

- обоснование инвестиций в создание геотермального производства на Ханкальском месторождении Чеченской Республики;

- рабочий проект.

**ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ  
«ЭНЕРГОБИОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС НА БАЗЕ  
ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ»**

**1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**1.1 Цель и основные задачи проекта**

Целью проекта является создание на территории Чеченской Республики энергобиологического комплекса, использующего геотермальные ресурсы для получения электрической и тепловой энергии и интенсификации на этой основе производства ценных продуктов питания.

*Основные задачи, решаемые проектом:*

- вовлечение в экономику региона ранее неиспользуемых геотермальных ресурсов изолированных, удаленных и резервных месторождений;
- получение за счет геотермальных вод электрической и тепловой энергии для обеспечения собственных нужд энергобиологического комплекса с возможностью реализации избытков энергии;
- организация на месте добычи геотермальных ресурсов быстрооборотных и быстроокупаемых пищевых и сельскохозяйственных производств;
- создание новых рабочих мест, увеличение доходной базы местных бюджетов, повышение предпринимательского спроса и социальной привлекательности геотермального производства;
- привлечение бюджетных средств и кредитов банка для повышения эффективности проекта.

**1.2 Обоснование соответствия решаемых задач приоритетам социально-экономического развития Российской Федерации и ее регионов**

Актуальность проекта определяется его соответствием "Основным направлениям государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года", утвержденным Распоряжением Правительства Российской Федерации от 08 января 2009 года № 1-р.

Проект полностью соответствует комплексному плану действий Российской Федерации по реализации Киотского протокола к рамочной Конвенции ООН об изменении климата, которым намечено удвоение доли возобновляемых источников энергии в общем объеме производства первичных энергоресурсов к 2010 году относительно уровня 2004 года.

Проект также соответствует целям и задачам Федеральных целевых программ "Юг России (2008-2012 гг.)" (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9.06.2007 г. № 754-р), "Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2007-2012 гг." (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 6.07.2006 г. № 977-р).

**1.3 Основные ожидаемые результаты реализации инвестиционного проекта**

Создание энергобиологического комплекса за счет использования геотермальных ресурсов Ханкальского месторождения обеспечит получение электрической энергии в объеме 21 млн. кВтч/год и тепловой энергии – 413 тыс. Гкал/год, а также производство

ценной биопродукции (в т.ч. продуктов питания) круглый год вне зависимости от погодных условий.

*Ожидаемый объем производства биопродукции в натуральном выражении:*

- балык красной рыбы - 250 т/год
- икра черная зернистая - 25,7 т/год
- биомасса спирулины - 200 т/год
- ранние овощи (томаты, огурцы) - 1500 т/год
- мясо птицы - 2300 т/год

В результате реализации инвестиционного проекта для местного населения будет создано 500 рабочих мест со средней заработной платой 20 тыс. руб./мес. и с годовым фондом оплаты труда 120,0 млн. руб. (в ценах 2010 г.).

Для определения возможности создания энергобиологического комплекса на других месторождениях Чеченской Республики необходимы дополнительные исследования.

#### **1.4 Сметная стоимость проекта (в ценах на II кв. 2010 г.)**

Требуемый объем капложений в рублевом исчислении - 840,0 млн. руб.

Требуемый объем полных инвестиций с учетом инфляции, средств на обслуживание кредитов и оборотных средств - 974,7 млн. руб.

в том числе:

инвестиции в основной капитал в рублевом исчислении - 955,0 млн. руб.

инвестиции в оборотный капитал в рублевом исчислении - 19,7 млн. руб.

*Источники финансирования в рублевом исчислении:*

Собственные средства ГУП «Геотермальные воды» (10%) - 97,5 млн. руб.

Бюджетные средства Чеченской Республики (20 %) - 194,9 млн. руб.

Кредит банка (70 %) - 682,3 млн. руб.

#### **1.5 Форма предоставления государственной поддержки**

Государственная поддержка планируется из средств Инвестиционного Фонда Чеченкой Республики.

#### **1.6 Обоснование невозможности реализации инвестиционного проекта только за счет собственных средств заявителя**

Из представленного в разделе 1.5 планируемого распределения инвестиций по участникам финансирования проекта видно, что реализация проекта только за счет средств Заявителя, не обладающего необходимым капиталом, невозможна. Исключение любого из участников проекта из общего состава приводит к невозможности финансовой реализации проекта.

#### **1.7 Форма реализации инвестиционного проекта**

Сооружение энергобиологического комплекса в Чеченской Республике является новым строительством на основе инновационных технологий.



### 1.8 Количественные критерии эффективности инвестиционного проекта (в ценах на II кв. 2010 г.)

Ожидаемая чистая прибыль за время жизненного цикла проекта (25 лет) в рублевом исчислении	- 7707,0 млн. руб.
Чистый дисконтированный доход (NPV) в рублевом исчислении	- 2236,4 млн. руб.
Индекс доходности на инвестиции в целом	- 3,66
Индекс доходности на собственный капитал	- 28,37
Внутренняя норма доходности для инвестиций (IRR)	- 33,2 %
Внутренняя норма доходности для собственного капитала	- 81,5 %
Дисконтированный срок возврата капитальных вложений (PBP)	- 5,6 года
Дисконтированный срок возврата собственного капитала	- 2,9 года
Чистый доход в бюджеты всех рангов за расчетный период	- 15,3 млрд. руб.
Бюджетный интегральный эффект в исходных ценах	- 2,5 млрд. руб.
Чистый доход консолидированного бюджета Республики Дагестан	- 1,2 млрд. руб.
Бюджетный эффект в исходных ценах	- 0,2 млрд. руб.
Срок окупаемости бюджетных вложений	- 3,3 года
Дисконтированный срок окупаемости бюджетных вложений	- 3,4 года

## 2. ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

Суть проекта заключается в создании первого в России энергобиологического комплекса, использующего геотермальные ресурсы разведанных месторождений Чеченской Республики для производства электрической и тепловой энергии, а также интенсивного производства ценных продуктов питания.

В геологическом плане описываемая площадка может располагаться в пределах распространения крупного многопластового геотермального месторождения.

*Технические характеристики геотермального месторождения:*

Количество рабочих скважин - 6

Возможный объем использования геотермальных вод:

- чокракских скважин - 5000 м<sup>3</sup>/сутки
- апшеронских скважин - 1000 м<sup>3</sup>/сутки

Избыточное давление геотермальных вод - 1 МПа

Температура в устье скважин:

- чокракских скважин - 105 °С
- апшеронских скважин - 53 °С

Минерализация геотермальных вод

- чокракских скважин - 18...26 г/л
- апшеронских скважин - 2,7...8,8 г/л

Показатель рН геотермальных вод - 6,6...7,3

Давление reinжекции отработанных геотермальных вод, не более - 2...3 МПа

Для успешного осуществления проекта имеются все необходимые условия:

- уникальные по качеству и запасам геотермальные воды;
- готовый фонд эксплуатационных скважин;
- свободные земельные участки;
- весьма благоприятные климатические условия;
- удобство расположения термоводозабора и площадки строительства в отношении подъездных путей, электро- и водоснабжения;

Дополнительными преимуществами выбранного места размещения энергобиологического комплекса являются наличие в радиусе 1...5 км от площадки строительства жилых поселков, в которых имеются квалифицированные рабочие кадры с опытом работы на рыбных промыслах и геотермальных объектах, а также близость г.Грозный. Это позволит легко организовать доставку выращенной продукции к местам её потребления.

Воды Ханкальского месторождения, по заключению специалистов Пятигорского НИИ курортологии и физиотерапии, подходят для использования в системах отопления и вентиляции теплиц, для подпитки рыбоводных бассейнов, а также в качестве (и в составе) питательной среды при производстве зелёных микроводорослей, хлебопекарных дрожжей, лекарственно-ароматических культур и др. В соответствии с классификацией подземных минеральных вод Минздрава СССР вода скважины № 4Т по медицинским показаниям рекомендована для наружного бальнеологического применения для лечебных ванн в неразведенном виде. Разведенная вода может применяться для лечения заболеваний желудка, поджелудочной железы, кишечника, печени, почек, при функциональных нарушениях, после оперативных вмешательств.

В дальнейшем в составе энергобиологического комплекса могут быть задействованы физиотерапевтический блок, блок получения сушёных и прессованных хлебопекарных дрожжей, блок экстракции биологически активных веществ, а также биогазовая установка по утилизации органических отходов ЭБК и совхоза "Тепличный".

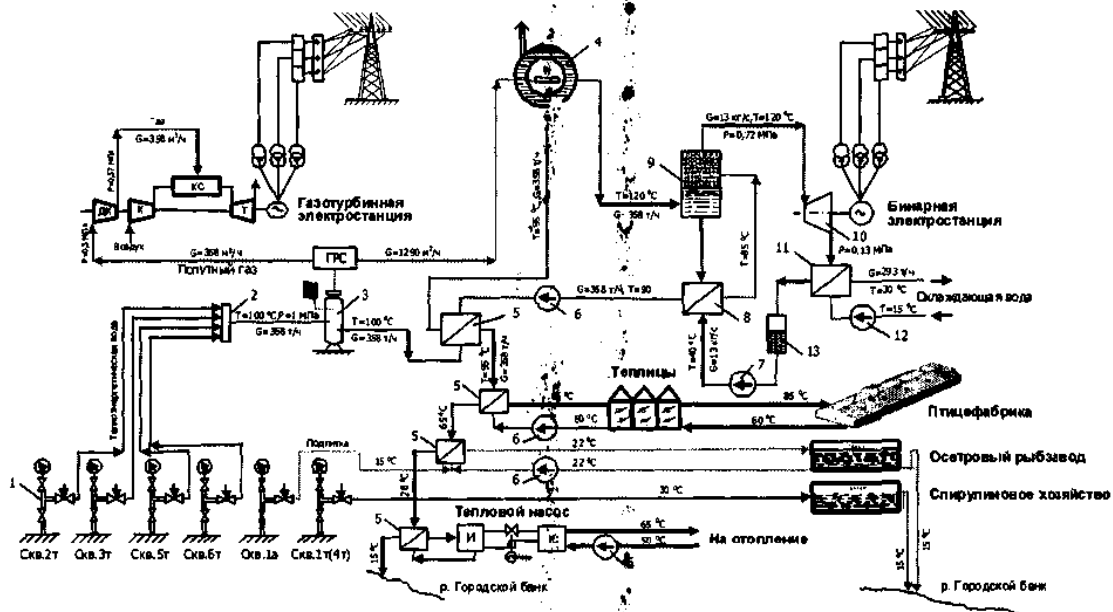
Удобное географическое положение с наличием связывающих авто- и ж/д трасс в сочетании с благоприятными климатическими и геологическими условиями дают возможность неограниченного использования природной тепловой энергии. Это позволяет рассматривать расположенный здесь совхоз "Тепличный", как объект большой перспективы для наращивания мощностей энергобиологического комплекса с целью выпуска важнейшей пищевой и сельскохозяйственной продукции (молоди осетровых, чёрной икры, мяса птицы и осетровых, спиролины и др.).

Использование стерильных геотермальных вод в составе интенсивных биотехнологий, особенно в рыбоводстве и при выращивании микроводорослей, позволяет вдвое сократить сроки созревания производителей, обеспечить их ежегодный нерест и получать товарную продукцию на втором году выращивания. Это открывает большие перспективы для повышения эффективности геотермального производства.

В рамках реализации проекта предусмотрено техническое обустройство месторождения и сооружение ряда производственных объектов (см. схему энергобиологического комплекса на рис. Б.1):

- энергетический модуль на базе газотурбинной и бинарной установок;
- осетровый завод по выращиванию молоди с установками замкнутого водоснабжения;
- бассейновое хозяйство по выращиванию производителей и товарных осетровых;
- водорослевая ферма для культивирования зеленых микроводорослей спиролины;
- птицефабрика по выращиванию бройлерной птицы;
- блочные теплицы по выращиванию ранних овощей и цитрусовых с использованием капельного орошения;
- в перспективе - лечебница (лечение бесплодия, неврита, экземы, остеохондрозов) и завод по розливу лечебно-столовой минеральной воды.

Концепция интегрированных геотермальных систем, реализованная при разработке данного проекта, направлена на решение самых главных для республики задач: созданию новых рабочих мест и закреплению проживающего здесь русского населения в местах их постоянного обитания. Данный проект поможет развитию экономики всего региона.



Принципиальная схема Кизлярского энергобиологического комплекса

1 - продуктивная скважина; 2 - коллектор; 3 - сепаратор горючих газов; 4 - котел; 5 - промежуточный теплообменник; 6 - циркуляционный насос; 7 - питательный насос; 8 - подогреватель; 9 - испаритель; 10 - турбина; 11 - конденсатор; 12 - конденсатный насос; 13 - резервуар; ГРС - газораспределительная станция; ДК - дожимной компрессор; К - воздушный компрессор; КС - камера сгорания; Т - газовая турбина; 1а - артезианская скважина; 1т, 4т - термальные скважины, пробуренные на апшеронские, акчагыльские и континентальные отложения.

Рис. Б. 1. Схема энергобиологического комплекса

### 3. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Энергобиологический комплекс экологически безопасен. Выбросы вредных веществ в атмосферу отсутствуют.

Создание энергобиологического комплекса позволит обеспечить экономию органического топлива в размере более 20 тыс. т/год на тепловых электростанциях региона и, соответственно, сократить выбросы вредных веществ в атмосферу и водные объекты в размере более 42 тыс. тонн в год, в том числе:

окислы серы (SO <sub>2</sub> )	-	560 т
окислы азота (NO <sub>2</sub> )	-	93 т
окись углерода (CO)	-	1102 т
формальдегид	-	5,7 т
бензапирен (C <sub>20</sub> H <sub>12</sub> )	-	0,00026 т
твердые частицы (пыль, зола, сажа)	-	56,4 т
парниковые газы (CO <sub>2</sub> )	-	40533 т

За двадцатипятилетний расчетный период эксплуатации энергобиологического комплекса будет исключено накопление в атмосфере более 1 млн. тонн вредных выбросов.

В условиях появившегося экологического рынка по продаже квот на выбросы CO<sub>2</sub> это может вызвать интерес иностранных партнеров, заинтересованных в выполнении своих обязательств в рамках Конвенции ООН по изменению климата (Киотский протокол). При рыночной стоимости выбросов CO<sub>2</sub> в пределах 5...20 US\$/т, сумма платы за снижение выбросов CO<sub>2</sub> может составить 200...800 тыс. US\$.

#### 4. ПРОГРАММА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Программа создания комплекса рассчитана на 2 года. Реализация проекта требует проведения в 2011-2012 гг. следующих НИОКР:

1. Проведение полных химических анализов геотермальных вод на месторождениях Чеченской Республики.
2. Натурные исследования газового фактора и компонентного состава попутных газов на геотермальных месторождениях.
3. Выполнение НИОКР с разработкой конструкторской документации, изготовлением оборудования и проведением пуско-наладочных работ по автоматизации и компьютеризации энергобиологического комплекса.
4. Рыбоводно-биологическое обоснование получения молоди, товарных осетровых и пищевой черной икры с использованием геотермальных вод.
5. Техничко-экономическое обоснование промышленного культивирования субтропической микроводоросли спирулина с использованием геотермальных вод.

Параллельно с проведением НИОКР планируется провести разработку обоснования инвестиций в строительство ЭБК и подготовку проектной документации на строительство энергобиологического комплекса с выделением 1-й очереди строительства в 2011...2012 гг. в составе теплоэнергетического блока, теплиц, водорослевого хозяйства и птицефабрики.

На 2012 год запланировано строительство и пуск в эксплуатацию осетрового хозяйства, вспомогательных производств. Выход энергобиологического комплекса на полную проектную мощность планируется в 2013 году.

Таблица Б. 1. График реализации проекта

Наименование стадий реализации проекта	Периоды реализации проекта по стадиям																			
	2011				2012				2013				2014				2015			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Выполнение НИОКР	■	■	■	■																
Выполнение ПИР	■	■	■	■	■	■	■	■												
Строительство комплекса			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■								
Ввод и эксплуатация:																				
Теплоэнергетический блок									■	■	■	■								
Рыбоводный блок																				
Перерабатывающий блок																				
Водорослевый блок									■	■	■	■								
Блок производства овощей																				
Блок утилизации отходов																				

В перспективе на последующие годы Энергобиологический комплекс может быть расширен за счет дополнительного создания производства хлебопекарных дрожжей, лекарственно-ароматических культур, строительства лечебницы для лечения бесплодия, неврита, экземы, остеохондрозов, строительства завода по розливу лечебно-столовой минеральной воды, сооружения биогазовой установки для утилизации отходов производства ЭБК и близь расположенного совхоза "Тепличный".

Можно на перспективу рекомендовать также:

- использование отходящих газов газотурбинной установки для создания паротурбинной надстройки к ГТУ;
- использование солнечной энергии для получения дополнительного тепла с применением простых плоских солнечных коллекторов для целей прогрева биореактора спироулины;
- использование солнечной энергии с применением концентраторов солнечного излучения для получения тепловой энергии достаточного потенциала с целью исключения использования котельной (в цепи бинарной станции) с полным отказом от потребления природного газа для ЭБК.

Небезынтересным также является исследование возможности снижения цен на отпускаемую биопroduкцию ЭБК для создания более благоприятного социального климата для местного населения – потребителей продуктов питания и других товаров, поставляемых ЭБК.

Таким образом, в проекте рассматриваются две стратегии реализации проекта, которыми может руководствоваться инвестор. Первая - это максимум заемных средств, привлекаемых на реализацию проекта, а вторая – максимум бюджетных средств выделяемых из республиканского бюджета.

Как показали проведенные по программе Energy-Invest расчеты финансово-коммерческой эффективности, более привлекательным является второй сценарий, показатели которого лучше, чем у первого варианта.

## 5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТА

Расчеты и анализ финансово-коммерческой эффективности проекта выполнены в соответствии с "Практическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в энергетике", утвержденными Главэкспертизой России 26.05.1999 № 24-16-1/20-113. При расчетах также использованы "Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов", утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477 и разработанными на базе широко применяемой в современной международной практике методологии UNIDO.

### 5.1 Условия, принимаемые для расчетов

Для расчетов приняты следующие основные условия.

1. Комплексное использование геотермальных ресурсов Чеченской Республики предполагает создание энергобиологического комплекса, который обеспечивается индивидуальной проектно-сметной документацией и рассматривается как независимый инвестиционный проект, генерирующий самостоятельные денежные потоки и обладающий индивидуальными финансово-коммерческими показателями в условиях существующего экономического окружения.

2. Строительство ЭБК осуществляется в течение 2011...2012 гг. с вводом комплекса в эксплуатацию в 01.01.2013. Требуемые объемы капитальных вложений составляют 840,0 млн. руб. с НДС. Планируемое их распределение по годам реализации проекта показано в таблице Б. 2., распределение по основным производственным подразделениям ЭБК показано в таблице Б. 3.

3. Горизонт расчета принят равным сумме планируемого срока эксплуатации основного технологического оборудования – 25 лет, периода проектирования и сооружения

энергобиологического комплекса – 2 года и составляет 27 лет. Шаг расчета принят равным одному календарному году.

4. Расчеты выполнены в прогнозных ценах. Прогнозные цены, соответствующие периодам строительства и эксплуатации, рассчитаны с учетом инфляции и эскалации цен на базе исходных цен, сложившихся на 2010 г. Темпы инфляции и эскалации учтены путем введения индексов цен.

5. Индексы инфляции и эскалации цен приняты в расчетах неизменными в течение одного календарного года. Предусмотрено постепенное снижение годовых цепных индексов цен к 2015...2020 гг. до значения 3...4 %, характерного для международного уровня при стабильных экономических условиях. Прогнозные индексы цен по отраслям экономики, использованные в расчетах, приведены в таблице Б.4. Они приняты по средним значениям между оптимистическим и пессимистическим прогнозами развития экономики в РФ.

6. Соизмерение разновременных показателей инвестиционного проекта выполнено путем их приведения (дисконтирования) к ценности в начальном периоде расчета. В расчетах использованы дифференцированные по годам расчетного периода ставки дисконтирования. При этом ставка дисконтирования на 2010 г. рассчитывалась по формуле:

$$E = r / i, \quad (5.1)$$

где  $r$  – ставка рефинансирования Центробанка РФ;

$i$  – объявленный правительством темп (коэффициент) инфляции.

**Таблица Б. 2. Инвестиционные издержки в строительство**

	Объемы капитальных вложений					Всего, млн.руб.
	по годам строительства, млн.руб.					
	2011	2012	2013	2014	2015	
Глава 1. Подготовка территории строительства	3,70	3,70	0,00	0,00		7,40
Глава 2. Основные объекты строительства	911,60	239,00	0,00	0,00		550,60
<i>в том числе:</i>						
<b><u>оборудование:</u></b>						
продуктивные сважины	34,00	0,00	0,00	0,00		34,00
бинарная электростанция	11,00	10,00	0,00	0,00		21,00
газотурбинная электростанция	18,00	20,00	0,00	0,00		38,00
блочные теплицы	57,00	40,00	0,00	0,00		97,00
птицефабрика	57,60	68,00	0,00	0,00		123,60
осетровый завод и бассейновое хозяйство	68,00	40,00	0,00	0,00		108,00
спирулиновое хозяйство	4,00	4,00	0,00	0,00		8,00
вспомогательное оборудование	13,00	10,00	0,00	0,00		23,00
<b><u>здания и сооружения</u></b>	49,00	49,00	0,00	0,00		98,00
Глава 3. Объекты подсобного назначения	1,20	1,20	0,00	0,00		2,40
Глава 4. Объекты энергетического хозяйства	1,79	1,78	0,00	0,00		3,57
Глава 5. Объекты транспортного хоз-ва и связи	1,20	1,20	0,00	0,00		2,40
Глава 6. Внешние инженерные сети	9,10	7,80	0,00	0,00		16,90
Глава 7. Благоустройство и наружн.освещение	1,20	0,70	0,00	0,00		1,90
Глава 8. Временные здания и сооружения	0,90	0,00	0,00	0,00		0,90
Глава 9. Прочие работы и затраты	1,80	1,80	0,00	0,00		3,60
Глава 10. Содержание дирекции строительства	0,90	1,40	0,00	0,00		2,30
Глава 11. Подготовка эксплуатационных кадров	0,50	0,50	0,00	0,00		1,00
Глава 12. Проектно-изыскательские работы	60,00	25,00	0,00	0,00		85,00
Непредвиденные работы и затраты	19,69	14,20	0,00	0,00		33,90
Оборудование, приобретенное по лизингу	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Прочие затраты	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
<b>ИТОГО:</b>	<b>413,58</b>	<b>298,28</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>711,87</b>
Кроме того НДС – 18 %	74,45	53,69	0,00	0,00	0,00	128,14
<b>ВСЕГО затрат на промстроительство</b>	<b>488,03</b>	<b>351,98</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>840,00</b>
Жилищное строительство для работников	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие затраты	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ВСЕГО ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО</b>	<b>488,03</b>	<b>351,98</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>840,00</b>

**Таблица Б. 3. Объем капитальных вложений**

Наименование	Объемы капитальных вложений, млн. руб.			Всего
	оборудование с монтажом	здания и сооружения	прочие затраты	
продуктивные скважины	34,00	7,36	12,11	53,47
бинарная электростанция	21,00	4,55	7,48	33,03
газотурбинная электростанция	36,00	8,23	13,54	59,77
блочные теплицы	97,00	21,01	34,55	152,56
птицефабрика	123,60	26,76	44,03	194,39
осетровый завод и бассейновое хозяйство	108,00	23,38	38,47	169,85
спирулиновое хозяйство	8,00	1,73	2,85	12,58
вспомогательное оборудование	23,60	4,98	8,19	36,17
<b>Итого</b>	<b>452,60</b>	<b>98,00</b>	<b>161,22</b>	<b>711,82</b>



**Таблица Б. 4. Прогноз Прогнозные показатели инфляции по средней оценке между оптимистическим и пессимистическим вариантами**

**ПРОГНОЗНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИНФЛЯЦИИ ПО СРЕДНЕЙ ОЦЕНКЕ МЕЖДУ ОПТИМИСТИЧЕСКИМ И ПЕССИМИСТИЧЕСКИМ ВАРИАНТАМИ**

Наименование отрасли	Обозначение индекса	Значения индекса по годам расчетного периода, %													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Далее
Энергетика	цепной	13,3	8,8	10,1	9,7	8,5	7,5	6,8	6,1	5,7	5,3	4,8	4,2	3,4	3,4
	базисный (к 2008 г.)	100,0	108,8	119,8	131,4	142,6	153,3	163,7	173,7	183,6	193,3	202,6	211,1	218,3	225,7
Строительство	цепной	13,3	8,8	9,7	8,8	8,0	7,0	6,0	5,1	5,0	4,0	3,7	3,4	3,1	3,1
	базисный (к 2008 г.)	100,0	108,8	119,4	129,9	140,2	150,1	159,1	167,2	175,5	182,6	189,3	195,8	201,8	208,1
Капвложения в энергетику	цепной	13,3	8,8	9,7	8,8	8,0	7,0	6,0	5,1	5,0	4,0	3,7	3,4	3,1	3,1
	базисный (к 2008 г.)	100,0	108,8	119,4	129,9	140,2	150,1	159,1	167,2	175,5	182,6	189,3	195,8	201,8	208,1
Средний индекс по отраслям произ-ва	цепной	13,3	8,8	7,8	7,4	7,0	6,5	6,0	5,0	4,0	3,4	3,4	3,3	3,1	3,1
	базисный (к 2008 г.)	100,0	108,8	117,3	126,0	134,8	143,5	152,2	159,8	166,2	171,8	177,6	183,5	189,2	195,1

**ПРОГНОЗНЫЕ ИНДЕКСЫ ЦЕН НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ**

Наименование отрасли	Обозначение индекса	Значения индекса по годам расчетного периода, %													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Далее
Уголь	цепной	14,9	5,6	5,4	4,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
	базисный (к 2008 г.)	100,0	105,6	111,3	116,5	120,8	125,3	130,0	134,8	139,7	144,9	150,3	155,8	161,6	167,6
Газ	цепной	25,0	19,0	24,0	37,0	30,0	20,0	10,0	7,0	3,0	3,0	2,0	3,0	4,0	4,0
	базисный (к 2008 г.)	100,0	119,0	147,6	202,2	262,8	315,4	346,9	371,2	382,3	393,8	401,7	413,7	430,3	447,5
Мазут	цепной	-3,4	2,0	1,0	1,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	5,0	3,0	4,0	4,0	4,0
	базисный (к 2008 г.)	100,0	105,0	105,5	106,5	106,5	109,0	113,4	117,9	122,6	128,7	132,6	137,9	143,4	149,2
Электрическая энергия	цепной	15,9	34,4	32,5	24,3	16,4	13,6	8,2	5,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	базисный (к 2008 г.)	100,0	134,4	178,1	221,4	257,7	292,7	316,7	333,8	343,8	354,1	364,8	375,7	387,0	398,6
Тепловая энергия	цепной	18,0	22,0	18,0	20,0	17,0	15,0	10,0	7,0	5,3	5,3	5,3	5,3	3,0	3,0
	базисный (к 2008 г.)	100,0	122,0	144,0	172,8	202,1	232,4	255,7	273,6	288,1	303,3	319,4	336,4	346,4	356,8

Для условий второго квартала 2010 г. при  $r = 7,75\%$  и  $i = 1,078$ , в соответствии с формулой (5.1) получаем:

$$E = 7,75 / 1,078 = 7,19 \%$$

С учетом риска инвестиций согласно Постановлению Правительства № 1470 от 22.11.97 г. принимаем поправку на риск в размере 4%. Таким образом, ставка дисконтирования на 2010 год равна  $E = 11,19\%$ . На 2011 г. -  $E = 11,0 \%$ . На последующие годы приняты следующие дифференцированные значения ставок дисконтирования (с постепенным снижением их до общепринятой международной нормы - 7 %):

2012 год - 10,0 %; 2013 год - 9,0 %; 2014 год - 8,5 %;

2015 год - 8,0 %; 2016 год - 7,5 %; далее - 7,0 %.

7. Значения основных тарифов, цен и других исходных данных для расчетов приведены в таблице Б 5.

8. В качестве критериев абсолютной экономической эффективности инвестиций рассматриваются следующие показатели.

Простые критерии:

чистая прибыль за расчетный период;  
срок окупаемости капитальных вложений;  
рентабельность вложений;  
чистый бюджетный доход за расчетный период;  
срок окупаемости бюджетных вложений.

Дисконтированные критерии:

чистый дисконтированный доход за расчетный период;  
внутренняя норма доходности;  
индекс доходности;  
дисконтированный срок окупаемости инвестиций;  
бюджетный интегральный доход в исходных ценах (БИИТ);  
дисконтированный срок окупаемости бюджетных вложений.

9. Сроки окупаемости определены по соответствующим финансовым профилям инвестиционных затрат, как периоды времени от выбранной начальной точки отсчета до момента пересечения кривых с осью абсцисс. За начальную точку принят год начала инвестирования средств в строительство - 2011 год.

10. В расчетах использованы существующие на момент выпуска работы ставки налогов и действующая в России система налогообложения - в соответствии с "Налоговым кодексом Российской Федерации". В связи с невозможностью представительного прогноза динамики изменения ставок налогов в пределах расчетного периода, они приняты неизменными на весь период расчета. Распределение налогов по рангам бюджета показано в табл. Б. 6.

**Таблица Б. 5. Исходные данные для расчетов**

В ценах на II кв. 2010 г.

№№ пп	Наименование показателей	Размерность	Обоснование	Значение
1	Тариф на отпускаемую электрическую энергию (без НДС)	руб / кВтч	Постановление РСТ РД от 26.11.2009 г. № 39 (ООО "Энергосбыт")	2,32
2	Тариф на потребляемую электрическую мощность (без НДС)	руб/(кВт.мес)		0,000
3	Тариф на отпускаемую тепловую энергию (без НДС) с учетом транспорта к абонентам	руб / Гкал	Постановление РСТ РД от 16.11.2009 г. № 13 (ОАО "Геотермнефтегаз")	349,52
4	Стоимость природного газа с учетом транспортировки (без НДС)	руб / 1000 м <sup>3</sup>	Постановление РСТ РД от 30.12.2009 г. № 52 (ООО "Каавказрегионгаз")	2905,00
5	Стоимость водопроводной воды (без НДС)	руб / м <sup>3</sup>	Постановление Главы г. Махачкалы № 4239 от 23.11.2009 г. МУП "Водоканал", Махачкала	6,44
6	Плата за использование природных ресурсов - геотермальных вод (без НДС, с учетом инфляции)	руб / 1000 м <sup>3</sup>	Налоговый кодекс РФ Часть вторая. Раздел VIII. Глава 25.2. Федеральный Закон № 73-ФЗ от 03.06.2006 г.	974,46
7	Плата за канализационные стоки (без НДС)	руб / м <sup>3</sup>	Постановление Главы г. Махачкалы № 4239 от 23.11.2009 г. МУП "Водоканал", Махачкала	2,25
8	Годовая выработка тепловой энергии	тыс.Гкал / год	Расчет	413,00
9	Планируемый объем использования геотермальных вод	тыс.м <sup>3</sup> / год	Расчет	3160,0
10	Планируемый объем использования питьевой воды	тыс.м <sup>3</sup> / год	Расчет	0,0
11	Годовая выработка электроэнергии	млн.кВтч / год	Расчет	21,0
12	Годовой расход природного газа	млн. м <sup>3</sup>	Расчет	20,93
13	Годовой объем выбросов вредных веществ NO NO <sub>2</sub> CO SO <sub>2</sub> Твердые вещества	т / год т / год т / год т / год т / год	Расчет	73,95 455,32 921,02 0,0 0,0
14	Плата за выбросы: NO NO <sub>2</sub> CO SO <sub>2</sub> Твердые вещества	руб / т руб / т руб / т руб / т руб / т	Приложение № 4. Федеральный закон «О плате за негативное воздействие на окружающую среду»	56,00 83,00 1,00 27,00 165,00
15	Коэффициент компенсации инфляционного уменьшения размера платы за негативное воздействие на окружающую среду на 2011 г		Федеральный закон «О плате за негативное воздействие на окружающую среду». Статья 9	1,2
16	Коэффициент платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух городов		Федеральный закон «О плате за негативное воздействие на окружающую среду». Статья 4 п.3	1,2

Продолжение таблица Б. 5.

17	Коэффициент удорожания платы за выбросы в атмосферный воздух по экономическим районам РФ	-	Приложение № 5. Федеральный закон «О плате за негативное воздействие на окружающую среду»	1,6
18	Объем канализационных стоков	м <sup>3</sup> / ч	Расчет	0,5
19	Количество производственного персонала	чел.	Расчет	500
20	Средняя месячная заработная плата эксплуатационного персонала	руб / чел	По фактическим данным	20000,0
21	Размер цеховых накладных расходов	%	По аналогам	12,0
22	Размер общехозяйственных накладных расходов	%	По аналогам	16,0
23	Размер минимальной оплаты труда	руб/(чел.мес)	Постановление Правительства РФ	4330,0
24	Курс доллара США	руб / US\$	Курс ЦБ РФ	31,0
25	Курс EURO	руб / EURO	Курс ЦБ РФ	40,0
26	Годовой объем производства икры черной зернистой	т/год	Расчет	25,7
27	То же, балыка красной рыбы	т/год	Расчет	250,0
28	То же, биомассы спирулины	т/год	Расчет	200,0
29	То же, ранних овощей	т/год	Расчет	1500,0
30	То же, мясо птицы	т/год	Расчет	2300,0
31	Планируемые цены реализации икры черной зернистой (без НДС)	руб/кг	Договорная цена	15000,0
32	То же, балыка красной рыбы (без НДС)	руб/кг	Договорная цена	1000,0
33	То же, биомассы спирулины (без НДС)	руб/кг	Договорная цена	1000,0
34	То же, ранних овощей (без НДС)	руб/кг	Договорная цена	50,0
35	То же, мясо птицы (без НДС)	руб/кг	Договорная цена	110,0

Примечание. Показатели пп. 1-5 и 7 приняты на уровне соседнего региона- Республики Дагестан.

Платежи и страховые взносы во внебюджетные фонды с заработной платы приняты согласно ФЗ от 24 июля 2009 г. № 212-ФЗ "О страховых взносах в ПФ РФ, фонд социального страхования РФ, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования".

Таблица Б. 6. Распределение налогов по рангам бюджета

Ставки налогов, %	Федеральный бюджет	Консолидированный республиканский бюджет	Местный бюджет	Всего
НДС	18,0	0,0	0,0	18,0
Налог на прибыль	18,0	2,0	0,0	20,0

Продолжение таблицы Б. 6.

Налог на имущество	1,1	1,1	0,0	2,2
Налог на землю (аренда), млн. руб./год	0,0	0,0	7,5	7,5
<b>Налоги и страховые взносы в государственные внебюджетные фонды с заработной платы, %</b>				
Пенсионный фонд	26,0	0,0	0,0	26,0
Фонд социального страхования	2,9	0,0	0,0	2,9
Страхование персонала от несчастных случаев	0,2	0,0	0,0	0,2
Фонд обязательного медицинского страхования	2,1	3,0	0,0	5,1

11. В расчетах учтена ежегодная переоценка стоимости основных фондов на начало каждого календарного года. Коэффициенты переоценки приняты равными средним индексам инфляции по отраслям материального производства в РФ.

12. Значения норм амортизационных отчислений приняты согласно действующей "Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", утвержденной постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1.

13. В расчетах учтена возможность реализации оборудования, зданий и сооружений по остаточной стоимости по окончании эксплуатации.

14. Эффективность инвестиций определена при условии достижения расчетных проектных показателей по всем видам вырабатываемой продукции на 01.01.2021 г. (см. таблицу Б. 7.)

15. С целью достижения удовлетворительной финансовой эффективности проекта предусмотрено применение инвестиционно-кредитного финансирования проекта с комплексным использованием нескольких источников финансирования (см. раздел 1). Расчетные доли участия этих источников в общем объеме капитальных вложений составляют:

А. СОБСТВЕННЫЕ СРЕДСТВА ЗАЯВИТЕЛЯ	-	10,0%
Б. БЮДЖЕТНЫЕ СРЕДСТВА	-	20,0 %
В. ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА Кредиты ОАО "ТПБ" или другого крупного банка РФ на следующих условиях: <b>ТРАНШ 1.(2011 год)</b> срок погашения кредита – 5 лет; годовая процентная ставка – 14%; льготный период – 1 год.	-	70,0%
<b>ТРАНШ 2.(2012 год)</b> срок погашения кредита – 4 года; годовая процентная ставка – 12%; льготный период – 1 год.		
<b>ИТОГО:</b>	-	100,0%

Таблица Б. 7. Планируемая реализация продукции биологического блока и планируемая выручка от реализации

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	Размерность	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Объем производства молоди осетровых (белуга) крупной навески	млн.шт.	0	0	5	5	5	5	5	5	5
Объем производства осетрины	т	0	0	0	500	500	500	500	500	500
Объем производства икры черной зернистой	т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	1,70	2,40	8,35
Цена реализации (без НДС)	руб./кг	0	0	0	0	0	15000	15000	15000	15000
<b>Выручка от реализации икры черной зернистой</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,5</b>	<b>25,5</b>	<b>36,0</b>	<b>125,3</b>
Объем производства балыка красной рыбы	т	0	0	0	250	250	250	250	250	250
Цена реализации (без НДС)	руб./кг	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Объем реализации балыка красной рыбы</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>
Объем производства биомассы спирулины	т	0	0	200	200	200	200	200	200	200
Цена реализации (без НДС)	руб./кг	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Объем реализации биомассы спирулины</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>
Объем производства ранних овощей	т	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Цена реализации (без НДС)	руб./кг			50	50	50	50	50	50	50
<b>Объем реализации ранних овощей</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>
Объем производства мяса птицы	т	0	0	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Цена реализации (без НДС)	руб./кг	0	0	110	110	110	110	110	110	110
<b>Объем реализации мяса птицы</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>528,0</b>	<b>778,0</b>	<b>778,0</b>	<b>785,5</b>	<b>803,5</b>	<b>814,0</b>	<b>903,3</b>
Коэффициент инфляции		1,074	1,149	1,224	1,297	1,362	1,417	1,465	1,515	1,565
<b>ИТОГО С УЧЕТОМ ИНФЛЯЦИИ</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>646,21</b>	<b>1009,31</b>	<b>1059,77</b>	<b>1112,79</b>	<b>1176,99</b>	<b>1232,91</b>	<b>1413,24</b>

Продолжение таблицы Б. 7.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Объем производства молоди осетровых (белуга) крупной навески	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Объем производства осетрины	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Объем производства икры черной зернистой	19,00	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70
Цена реализации (без НДС)	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000
<i>Выручка от реализации икры черной зернистой</i>	<i>285,0</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>	<i>385,5</i>
Объем производства балыка красной рыбы	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Цена реализации (без НДС)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<i>Объем реализации балыка красной рыбы</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>	<i>250,0</i>
Объем производства биомассы спирулины	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Цена реализации (без НДС)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<i>Объем реализации биомассы спирулины</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>	<i>200,0</i>
Объем производства ранних овощей	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Цена реализации (без НДС)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<i>Объем реализации ранних овощей</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>	<i>75,0</i>
Объем производства мяса птицы	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Цена реализации (без НДС)	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
<i>Объем реализации мяса птицы</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>	<i>253,0</i>
<b>ВСЕГО</b>	<b>1083,0</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>
Коэффициент инфляции	1,613	1,663	1,715	1,768	1,823	1,879	1,937	1,997	2,059	2,123
<b>ИТОГО С УЧЕТОМ ИНФЛЯЦИИ</b>	<b>1714,74</b>	<b>1935,05</b>	<b>1995,03</b>	<b>2056,88</b>	<b>2120,64</b>	<b>2186,38</b>	<b>2254,16</b>	<b>2324,04</b>	<b>2396,08</b>	<b>2470,36</b>

Продолжение таблицы Б. 7.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ЗНАЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ГОДАМ РАСЧЕТНОГО ПЕРИОДА							
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Объем производства молоди осетровых (белуга) крупной навески	5	5	5	5	5	5	5	5
Объем производства осетрины	500	500	500	500	500	500	500	500
Объем производства икры черной зернистой	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70
Цена реализации (без НДС)	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000
<b>Выручка от реализации икры черной зернистой</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>	<b>385,5</b>
Объем производства балыка красной рыбы	250	250	250	250	250	250	250	250
Цена реализации (без НДС)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Объем реализации балыка красной рыбы</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>	<b>250,0</b>
Объем производства биомассы спирулины	200	200	200	200	200	200	200	200
Цена реализации (без НДС)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
<b>Объем реализации биомассы спирулины</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>	<b>200,0</b>
Объем производства ранних овощей	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Цена реализации (без НДС)	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>Объем реализации ранних овощей</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>	<b>75,0</b>
Объем производства мяса птицы	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Цена реализации (без НДС)	110	110	110	110	110	110	110	110
<b>Объем реализации мяса птицы</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>	<b>253,0</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>	<b>1163,5</b>
Коэффициент инфляции	2,189	2,257	2,327	2,399	2,473	2,550	2,629	2,711
<b>ИТОГО С УЧЕТОМ ИНФЛЯЦИИ</b>	<b>2546,94</b>	<b>2625,90</b>	<b>2707,30</b>	<b>2791,23</b>	<b>2877,76</b>	<b>2966,97</b>	<b>3058,94</b>	<b>3153,77</b>



16. Для расчета второго варианта предусмотрено снижение отпускных цен на продукцию энергобиологического комплекса на 10% для населения Чеченской Республики. Отпускные цены, планируемые для варианта 2, показаны в таблице Б. 8.

**Таблица Б. 8. Отпускные цены на продукцию**

Наименование показателей	Размерность	Обоснование	Значение
Планируемые цены реализации икры черной зернистой (без НДС)	руб./кг	Договорная цена	13500,0
То же, балыка красной рыбы (без НДС)	руб./кг	Договорная цена	900,0
То же, биомассы спирулины (без НДС)	руб./кг	Договорная цена	900,0
То же, ранних овощей (без НДС)	руб./кг	Договорная цена	45,0
То же, мяса птицы (без НДС)	руб./кг	Договорная цена	100,0

С целью достижения удовлетворительной финансовой эффективности второго варианта предусмотрено использование источников финансирования в следующем объеме.

А. СОБСТВЕННЫЕ СРЕДСТВА ЗАЯВИТЕЛЯ	-	10,0%
Б. БЮДЖЕТНЫЕ СРЕДСТВА	-	30,0%
В. ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА Кредиты банка РФ на следующих условиях:	-	60,0%

**ТРАНШ 1:** срок погашения кредита – 5 лет; годовая процентная ставка – 14%; льготный период – 1 год.

**ТРАНШ 2:** срок погашения кредита – 4 года; годовая процентная ставка – 12%; льготный период – 1 год.

**ИТОГО:** - 100,0%

17. Для корректного учета производственных издержек энергобиологического комплекса составляющие затрат разделены по блокам производства продукции.

Расчеты производственных издержек приведены:

для теплоэнергетического блока	–	в табл. Б. 9.
для птицефабрики	–	в табл. Б. 10.
для водорослевой фермы	–	в табл. Б. 11.
для теплиц	–	в табл. Б. 12.
для осетрового хозяйства	–	в табл. Б. 13.

Таблица Б. 9. Расчет производственных издержек теплоэнергетического блока

В ценах II кв. 2010 г.

СТАТЬИ ЗАТРАТ	ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	КОЛ-ВО	ТАРИФЫ И ЦЕНЫ, тыс.руб/ед.изм	СУММА, млн.руб	ПРИМЕЧАНИЕ
Стоимость топлива на технологические цели	тыс.км <sup>3</sup> /год	20930,00	2,905	60,80	
Амортизация	%	4,00	-	7,30	Процент от стоимости капитальных вложений КВ = 182,44 млн.руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений	%	3,00	-	4,23	Процент от стоимости капитальных вложений в здания и сооружения, в оборудовании с монтажом КВ = 241,12 млн.руб.
Запчасти и вспомогательные средства	%	1,50	-	2,12	
Годовая основная и дополнительная заработная плата	чел	40	20000,00	9,60	
Обязательные отчисления от заработной платы	%	34,20	-	3,28	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ статья 12
Цеховые расходы	%	12,00	-	1,15	
Общехозяйственные расходы	%	16,00	-	1,54	
Плата за предельно допустимые сбросы и выбросы				0,12	см.расчет
Плата за использование воды	тыс. м <sup>3</sup>	3200,00	0,97446	12,47	(Водный налог уплачивается 1 раз в квартал). Налоговый кодекс РФ Часть вторая. Раздел VIII. Глава 25.2. Федеральный Закон №73-ФЗ от 03.06.2006 г.
<b>Итого производственные издержки</b>				<b>102,61</b>	
<b>Удельные затраты на производство</b>					
электрической энергии	%	26,0		26,68	
тепловой энергии	%	74,0		75,93	
Удельная себестоимость эл.энергии	тыс.кВтч/год	21000,00	1,27		1,27 руб / кВтч
Удельная себестоимость тепловой энергии	тыс.Гкал/год	413,00	183,86		183,86 руб / Гкал
<b>С П Р А В О Ч Н О</b>					
Тариф на отпускаемую электрическую энергию (без НДС)					2,32 руб/кВтч
Тариф на отпускаемую тепловую энергию (без НДС) с учетом транспорта к абонентам					349,52 руб/Гкал

Таблица Б. 10. Расчет производственных издержек птицефабрик

В ценах II кв. 2010 г.

СТАТЬИ ЗАТРАТ	ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	КОЛ-ВО	ТАРИФЫ И ЦЕНЫ, тыс.руб/ед.изм	СУММА, млн.руб	ПРИМЕЧАНИЕ
Стоимость топлива на технологические цели	тыс.км <sup>3</sup> /год	0,00	2,905	0,00	
Амортизация	%	4,00	-	7,78	Процент от стоимости капитальных вложений КВ = 194,39 млн.руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений	%	3,00	-	4,51	Процент от стоимости капитальных вложений в здания и сооружения, в оборудовании с монтажом КВ = 150,36 млн.руб.
Запчасти и вспомогательные средства	%	1,50	-	2,26	
Годовая основная и дополнительная заработная плата	чел	125	20000,0	30,00	
Обязательные отчисления от заработной платы	%	34,20	-	10,26	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ статья 12
Цеховые расходы	%	12,00	-	3,60	
Общехозяйственные расходы	%	16,00	-	4,80	
Плата за использование воды	тыс. м <sup>3</sup>	3860,00	0,97446	14,81	(Водный налог уплачивается 1 раз в квартал). Налоговый кодекс РФ Часть вторая. Раздел VIII. Глава 25.2. Федеральный Закон №73-ФЗ от 03.06.2006 г.
Корма	т/год	18185,42	4800,0	90,65	
<b>Итого производственные издержки</b>				<b>168,66</b>	
<b>Удельные затраты на производство птицы</b>	т/год*	2300,00	73,33		<b>73,33 руб/кг</b>
<b>С П Р А В О Ч Н О</b>					
Отпускная цена на мясо птицы (рыночная - без НДС)					110,0 руб/кг

Таблица Б.11. Расчет производственных издержек водорослей фермы

В ценах II кв. 2010 г.

СТАТЬИ ЗАТРАТ	ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	КОЛ-ВО	ТАРИФЫ И ЦЕНЫ, тыс.руб/ед.изм	СУММА, млн.руб	ПРИМЕЧАНИЕ
Стоимость топлива на технологические цели	тыс.мм <sup>3</sup> /год	0,00	2,905	0,00	
Амортизация	%	4,00	-	0,50	Процент от стоимости капитальных вв = 12,58 млн.руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений	%	3,00	-	0,29	Процент от стоимости капитальных вв здания и сооружения, в оборудовании с монтажом вв = 9,73 млн.руб.
Запчасти и вспомогательные средства	%	1,50	-	0,15	
Годовая основная и дополнительная заработная плата	чел	60	20000,0	14,40	
Обязательные отчисления от заработной платы	%	34,20	-	4,92	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ статья 12
Цеховые расходы	%	12,00	-	1,73	
Общехозяйственные расходы	%	16,00	-	2,30	
Плата за использование воды	тыс. м3	20,00	0,97446	0,08	(Водный налог уплачивается 1 раз в квартал). Налоговый кодекс РФ Часть вторая. Раздел VIII. Глава 25.2. Федеральный Закон №73-ФЗ от 03.06.2006 г.
Химикаты, всего в том числе:	т/год	1285,00		18,22	
Пищевая сода, NaHCO <sub>3</sub>	т/год	1000,00	12,5	12,50	www.gxpt.ru
Селитра натриевая, NaNO <sub>3</sub>	т/год	260,00	18,5	4,81	средняя рыночная стоимость
Поваренная соль, NaCl	т/год	10,00	41,8	0,42	www.vik-petm.ru
Аммофос, NH <sub>4</sub> H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub>	т/год	4,00	13,99	0,06	средняя рыночная стоимость
Суперфосфат, 3Ca(H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	т/год	4,00	36,7	0,15	средняя рыночная стоимость
Калимаг, KMg 45-7	т/год	4,00	5,4	0,02	ООО "ДорАгроТрейд"
Сульфат магния, MgSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O	т/год	3,00	88,0	0,26	www.gardencentr.ru, Краснодар
<b>Итого производственные издержки</b>				<b>42,59</b>	
Удельные затраты на производство спирулины	т/год	200,00	212,96		212,96 руб/кг
<b>СПРАВОЧНО</b>					
Отпускная цена на спирулину (рыночная - без НДС)					1000,0 руб/кг

Таблица Б. 12. Расчет производственных издержек теплиц

В ценах II кв. 2010 г.

СТАТЬИ ЗАТРАТ	ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	КОЛ-ВО	ТАРИФЫ И ЦЕНЫ, тыс.руб/ед.изм	СУММА, млн.руб	ПРИМЕЧАНИЕ
Стоимость топлива на технологические цели	тыс.мм <sup>3</sup> /год	0,00	2,905	0,00	
Амортизация	%	4,00	-	6,10	Процент от стоимости капитальных вв = 152,56 млн.руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений	%	3,00	-	3,54	Процент от стоимости капитальных вв здания и сооружения, в оборудовании с монтажом вв = 118,01 млн.руб.
Запчасти и вспомогательные средства	%	1,50	-	1,77	
Годовая основная и дополнительная заработная плата	чел	80	20000,0	19,20	
Обязательные отчисления от заработной платы	%	34,20	-	6,57	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ статья 12
Цеховые расходы	%	12,00	-	2,30	
Общехозяйственные расходы	%	16,00	-	3,07	
Плата за использование воды	тыс. м3	215,00	0,97446	0,838	(Водный налог уплачивается 1 раз в квартал). Налоговый кодекс РФ Часть вторая. Раздел VIII. Глава 25.2. Федеральный Закон №73-ФЗ от 03.06.2006 г.
Семена, удобрения	кг/год	31,50	20,0	0,63	
<b>Итого производственные издержки</b>				<b>44,02</b>	
Удельные затраты на производство овощей	т/год	1500,00	29,35		29,35 руб/кг
<b>СПРАВОЧНО</b>					
Отпускная цена на внесезонные овощи (рыночная - без НДС)					50,0 руб/кг

**Таблица Б. 13. Расчет производственных издержек осетрового хозяйства после выхода на полную проектную мощность**

В ценах II кв. 2010 г.

СТАТЬИ ЗАТРАТ	ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	КОЛ-ВО	ТАРИФЫ И ЦЕНЫ, тыс.руб/ед.изм.	СУММА, млн.руб	ПРИМЕЧАНИЕ
Стоимость топлива на технологические цели	тыс.мм <sup>3</sup> /год	0,00	2,905	0,00	
Амортизация	%	4,00	-	6,79	Процент от стоимости капложений КВ = 169,85 млн.руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений	%	3,00	-	3,94	Процент от стоимости капложений в здания и сооружения, в оборудование с монтажом КВ = 131,38 млн.руб.
Запчасти и вспомогательные средства	%	1,50	-	1,97	
Годовая основная и дополнительная заработная плата	чел	170	20000,0	40,80	
Обязательные отчисления от заработной платы	%	34,20	-	13,95	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ статья 12
Цеховые расходы	%	12,00	-	4,90	
Общехозяйственные расходы	%	16,00	-	6,53	
Плата за использование воды	тыс. м3	850,00	0,97446	3,31	(Водный налог уплачивается 1 раз в квартал). Налоговый кодекс РФ Часть вторая. Раздел VIII. Глава 25.2. Федеральный Закон №73-ФЗ от 03.06.2006 г.
Корма	т/год	4127,87	75,0	309,59	
<b>Итого производственные издержки</b>				<b>391,79</b>	
<b>Удельные затраты на производство</b>					
балыка осетрового	%	40,00		156,71	
икры черной	%	60,00		235,07	
Удельная себестоимость балыка осетрового	т	250,00	626,86		626,86 руб/кг
Удельная себестоимость черной икры	т	25,70	9146,78		9146,78 руб/кг
<b>СПРАВОЧНО</b>					
Отпускная цена на балык осетровый (без НДС)					1000,0 руб/ кг
Отпускная цена на черную икру (рыночная - без НДС)					15000,0 руб / кг

## 5.2 Результаты расчетов

Выполнены два варианта расчета финансово-коммерческой эффективности инвестиций в сооружение энергобиологического комплекса на базе разведанных геотермальных ресурсов. Результаты расчетов по варианту 1 представлены в таблице Б. 14., по варианту 2 - в таблице Б. 15.

**Таблица Б. 14. Результаты исследований финансово-коммерческой эффективности проекта.**

### Вариант 1.

Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
<b>ОБЩИЕ ДАННЫЕ</b>			
Дата начала инвестирования проекта	год	2011	
Срок жизни проекта	лет	27	
Шаг планирования	-	год	
Период строительства	лет	2	
Дата ввода в эксплуатацию объектов строительства:		01.01.2013	
Период нормальной эксплуатации	лет	25	
<b>ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОКРУЖЕНИЯ ПРОЕКТА</b>			
Основная валюта расчетов		млн.руб.	
Используемая в расчетах иностранная валюта		млн.\$	доллары США
Курс доллара США	руб/US\$,	31,0	на II кв. 2010 г.
Ставка дисконтирования	%	11	
<b>Ставки налогов:</b>			
- налог на добавленную стоимость	%	18	
- налог на прибыль	%	20	
- налог на имущество	%	2,2	
- взносы на обязательное страхование от несчаст.случаев	%	0,2	
- единый социальный налог, всего	%	34,0	
<i>в том числе:</i>			
- пенсионный фонд	%	26,0	
- фонд социального страхования	%	2,9	
- фонд обязательного медицинского страхования	%	5,1	
<b>СТРУКТУРА ИНВЕСТИЦИИ</b>			
Требуемый объем капитальных вложений в ценах на II кв. 2010 г.	млн.руб.	840,00	То же, без НДС
<i>в том числе:</i>			
оборудование с монтажом	млн.руб.	534,07	452,60
строительные работы	млн.руб.	115,64	98,00
прочие затраты	млн.руб.	190,24	161,22
Требуемый объем инвестиций с учетом инфляции, средств на обслуживание долга и на оборотный капитал	млн.руб.	974,68	826,00
Объем используемого собственного капитала	млн.руб.	97,47	82,60
Объем используемого бюджетного финансирования	млн.руб.	194,94	165,20
Объем используемых кредитных средств	млн.руб.	682,28	578,20
Размер используемого собственного капитала	%	10,0	
Размер используемого бюджетного финансирования	%	20,0	
Размер используемых кредитных средств	%	70,0	
<b>Планируемое поступление кредитных средств:</b>			
ТРАНШ 1 (поступление в 2011 году)	млн.руб.	371,68	годовая проц. ставка 14%
ТРАНШ 2 (поступление в 2012 году)	млн.руб.	310,59	12%

## ВАРИАНТ 1

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ			
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОЛНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗАТРАТ</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	2296,41	
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	33,2	
Простой срок окупаемости	лет	4,7	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	5,6	
Индекс доходности капитальных вложений	-	3,66	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	2299,35	
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	81,5	
Простой срок окупаемости	лет	2,7	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	2,9	
Индекс доходности собственного капитала	-	28,37	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ БАНКА</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	73,07	
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	13,2	
Простой срок окупаемости	лет	3,8	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	4,5	
Индекс доходности банковского капитала	-	1,12	
<b>БЮДЖЕТНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА</b>			
Чистый доход бюджетов всех рангов за расчетный период <i>в том числе:</i>	млн.руб.	15300,0	
чистый доход Федерального бюджета	млн.руб.	13715,3	
чистый доход бюджета РД	млн.руб.	1224,9	
чистый доход местного бюджета	млн.руб.	359,7	
Срок окупаемости бюджетных средств	лет	3,3	
Чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов <i>в том числе:</i>	млн.руб.	2515,2	
чистый дисконтированный доход Федерального бюджета	млн.руб.	2246,0	
чистый дисконтированный доход бюджета РД	млн.руб.	200,6	
чистый дисконтированный доход местного бюджета	млн.руб.	68,6	
Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств	лет	3,4	
<b>ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ</b>			
Удельная себестоимость электрической энергии	руб/кВтч	1,3	
Удельная себестоимость тепловой энергии	руб/Гкал	183,9	
Удельная себестоимость мяса птицы	руб/кг	73,3	
Удельная себестоимость спинулы	руб/кг	213,0	
Удельная себестоимость внесезонных овощей	руб/кг	29,4	
Удельная себестоимость балыка осетрового	руб/кг	626,9	
Удельная себестоимость черной икры	руб/кг	9146,8	
Удельные капитальные вложения на 1 кВт	тыс.руб. / кВт	72,976	US\$/кВт 2 354,1
Удельные капитальные вложения на 1 т мяса птицы	тыс.руб. / т	84,5	2 726,4
Удельные капитальные вложения на 1 т спинулы	тыс.руб. / т	62,9	31 353,2
Удельные капитальные вложения на 1 т внесезонных овощей	тыс.руб. / т	101,7	3 280,9
Удельные капитальные вложения на 1 т балыка осетрового после выхода на полный объем производства	тыс.руб. / т	626,8	20 220,6
Удельные капитальные вложения на 1 т черной икры	тыс.руб. / т	9 146,7	295 054,6

**Таблица Б. 15. Результаты исследований финансово-коммерческой эффективности проекта**

**ВАРИАНТ 2**

Наименование показателей	Единица измерения	Значение	Примечание
<b>ОБЩИЕ ДАННЫЕ</b>			
Дата начала инвестирования проекта	год	2011	
Срок жизни проекта	лет	27	
Шаг планирования	-	год	
Период строительства	лет	2	
Дата ввода в эксплуатацию объектов строительства:		01.01.2013	
Период нормальной эксплуатации	лет	25	
<b>ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОКРУЖЕНИЯ ПРОЕКТА</b>			
Основная валюта расчетов		млн.руб.	
Используемая в расчетах иностранная валюта		млн.\$	доллары США
Курс доллара США	руб/US\$,	31,0	на II кв. 2010 г.
Ставка дисконтирования	%	11	
<i>Ставки налогов:</i>			
- налог на добавленную стоимость	%	18	
- налог на прибыль	%	20	
- налог на имущество	%	2,2	
- взносы на обязательное страхование от несчаст.случаев	%	0,2	
- единый социальный налог, всего	%	34,0	
<i>в том числе:</i>			
- пенсионный фонд	%	26,0	
- фонд социального страхования	%	2,9	
- фонд обязательного медицинского страхования	%	5,1	
<b>СТРУКТУРА ИНВЕСТИЦИИ</b>			
Требуемый объем капитальных вложений в ценах на II кв. 2010 г.	млн.руб.	840,00	То же, без НДС
<i>в том числе:</i>			
оборудование с монтажом	млн.руб.	534,07	452,60
строительные работы	млн.руб.	115,64	98,00
прочие затраты	млн.руб.	190,24	161,22
Требуемый объем инвестиций с учетом инфляции, средств на обслуживание долга и на оборотный капитал	млн.руб.	966,40	818,98
Объем используемого собственного капитала	млн.руб.	96,64	81,90
Объем используемого бюджетного финансирования	млн.руб.	289,92	245,69
Объем используемых кредитных средств	млн.руб.	579,84	491,39
Размер используемого собственного капитала	%	10,0	
Размер используемого бюджетного финансирования	%	30,0	
Размер используемых кредитных средств	%	60,0	
<i>Планируемое поступление кредитных средств:</i>			
ТРАНШ 1 (поступление в 2011 году)	млн.руб.	318,59	годовая проц. ставка 14%
ТРАНШ 2 (поступление в 2012 году)	млн.руб.	261,25	12%

## ВАРИАНТ 2

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ			
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОЛНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗАТРАТ</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	1626,88	
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	30,2	
Простой срок окупаемости	лет	5,0	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	6,2	
Индекс доходности капитальных вложений	-	2,94	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	1680,61	
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	64,9	
Простой срок окупаемости	лет	2,9	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	4,1	
Индекс доходности собственного капитала	-	21,01	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ БАНКА</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.руб.	62,26	
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	13,2	
Простой срок окупаемости	лет	3,8	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	4,5	
Индекс доходности банковского капитала	-	1,12	
<b>БЮДЖЕТНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА</b>			
Чистый доход бюджетов всех рангов за расчетный период <i>в том числе:</i>	млн.руб.	13277,2	
чистый доход Федерального бюджета	млн.руб.	11858,5	
чистый доход бюджета РД	млн.руб.	1059,1	
чистый доход местного бюджета	млн.руб.	359,7	
Срок окупаемости бюджетных средств	лет	3,8	
Чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов <i>в том числе:</i>	млн.руб.	2111,8	
чистый дисконтированный доход Федерального бюджета	млн.руб.	1875,7	
чистый дисконтированный доход бюджета РД	млн.руб.	167,5	
чистый дисконтированный доход местного бюджета	млн.руб.	68,6	
Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств	лет	4,1	
<b>ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ</b>			
Удельная себестоимость электрической энергии	руб/кВтч	1,3	
Удельная себестоимость тепловой энергии	руб/Гкал	183,9	
Удельная себестоимость мяса птицы	руб/кг	73,3	
Удельная себестоимость спирулины	руб/кг	213,0	
Удельная себестоимость внесезонных овощей	руб/кг	29,4	
Удельная себестоимость балыка осетрового	руб/кг	626,9	
Удельная себестоимость черной икры	руб/кг	9146,8	
Удельные капитальные вложения на 1 кВт	тыс.руб. / кВт	72,976	US\$/кВт 2 354,1
Удельные капитальные вложения на 1 т мяса птицы	тыс.руб. / т	84,5	2 726,4
Удельные капитальные вложения на 1 т спирулины	тыс.руб. / т	62,9	31 353,2
Удельные капитальные вложения на 1 т внесезонных овощей	тыс.руб. / т	101,7	3 280,9
Удельные капитальные вложения на 1 т балыка осетрового после выхода на полный объем производства	тыс.руб. / т	626,8	20 220,6
Удельные капитальные вложения на 1 т черной икры	тыс.руб. / т	9 146,7	295 054,6



При расчетах финансово-коммерческой эффективности *варианта 1* получены следующие значения основных оценочных критериев для суммарных инвестиционных затрат:

*Простые показатели:*

чистый доход за расчетный период	-	7707,0 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-	4,7 года
рентабельность капитальных вложений	-	21,3%

*Дисконтированные показатели:*

чистый дисконтированный доход	-	2236,4 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-	33,2%
индекс доходности	-	3,66
дисконтированный срок окупаемости	-	5,6 года

Эти же показатели для собственного капитала:

*Простые показатели:*

чистый доход за расчетный период	-	7575,5 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-	2,7 года
рентабельность капитальных вложений	-	36,6%

*Дисконтированные показатели:*

чистый дисконтированный доход	-	2299,4 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-	81,5 %
индекс доходности	-	28,37
дисконтированный срок окупаемости	-	2,9 года

Дисконтированные показатели для банковского капитала:

чистый дисконтированный доход	-	73,1 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-	13,2 %
индекс доходности	-	1,12
дисконтированный срок окупаемости	-	4,5 года

Реализация проекта дает значительную бюджетную эффективность – чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов составляет 2515,2 млн. руб., в том числе: чистый дисконтированный доход Федерального бюджета 2246,0 млн. руб.; чистый дисконтированный доход бюджета РД - 200,6 млн. руб.; чистый дисконтированный доход местного бюджета 68,6 млн. руб. Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств - 3,4 года

При расчетах финансово-коммерческой эффективности *варианта 2* получены следующие значения основных оценочных критериев для суммарных инвестиционных затрат:

*Простые показатели:*

чистый доход за расчетный период	-	5748,0 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-	5,0 года
рентабельность капитальных вложений	-	20,1 %

*Дисконтированные показатели:*

чистый дисконтированный доход	-	1626,9 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-	30,2 %
индекс доходности	-	2,94
дисконтированный срок окупаемости	-	6,2 года

**Эти же показатели для собственного капитала:**

*Простые показатели:*

чистый доход за расчетный период	-	5636,0 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-	2,94 года
рентабельность капитальных вложений	-	34,2%

*Дисконтированные показатели:*

чистый дисконтированный доход	-	1680,6 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-	64,9 %
индекс доходности	-	21,01
дисконтированный срок окупаемости	-	4,1 года

**Дисконтированные показатели для банковского капитала:**

чистый дисконтированный доход	-	62,26 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-	13,2 %
индекс доходности	-	1,12
дисконтированный срок окупаемости	-	4,5 года

Реализация проекта по варианту 2 дает бюджетную эффективность – чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов составляет 2111,8 млн. руб., в том числе:  
чистый дисконтированный доход Федерального бюджета 1875,7 млн. руб.;  
чистый дисконтированный доход бюджета РД - 167,5 млн. руб.;  
чистый дисконтированный доход местного бюджета 68,6 млн. руб.  
Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств – 4,1 года.

При этом для варианта 1 и варианта 2 на всех шагах расчета значения сальдо суммарных аккумулированных денежных потоков с учетом погашения кредитов и выплаты процентов по ним являются положительными. Это подтверждает возможность финансовой реализации инвестиционного проекта. На рис. Б. 2.-Б. 7. приведена структура финансовых потоков по вариантам.

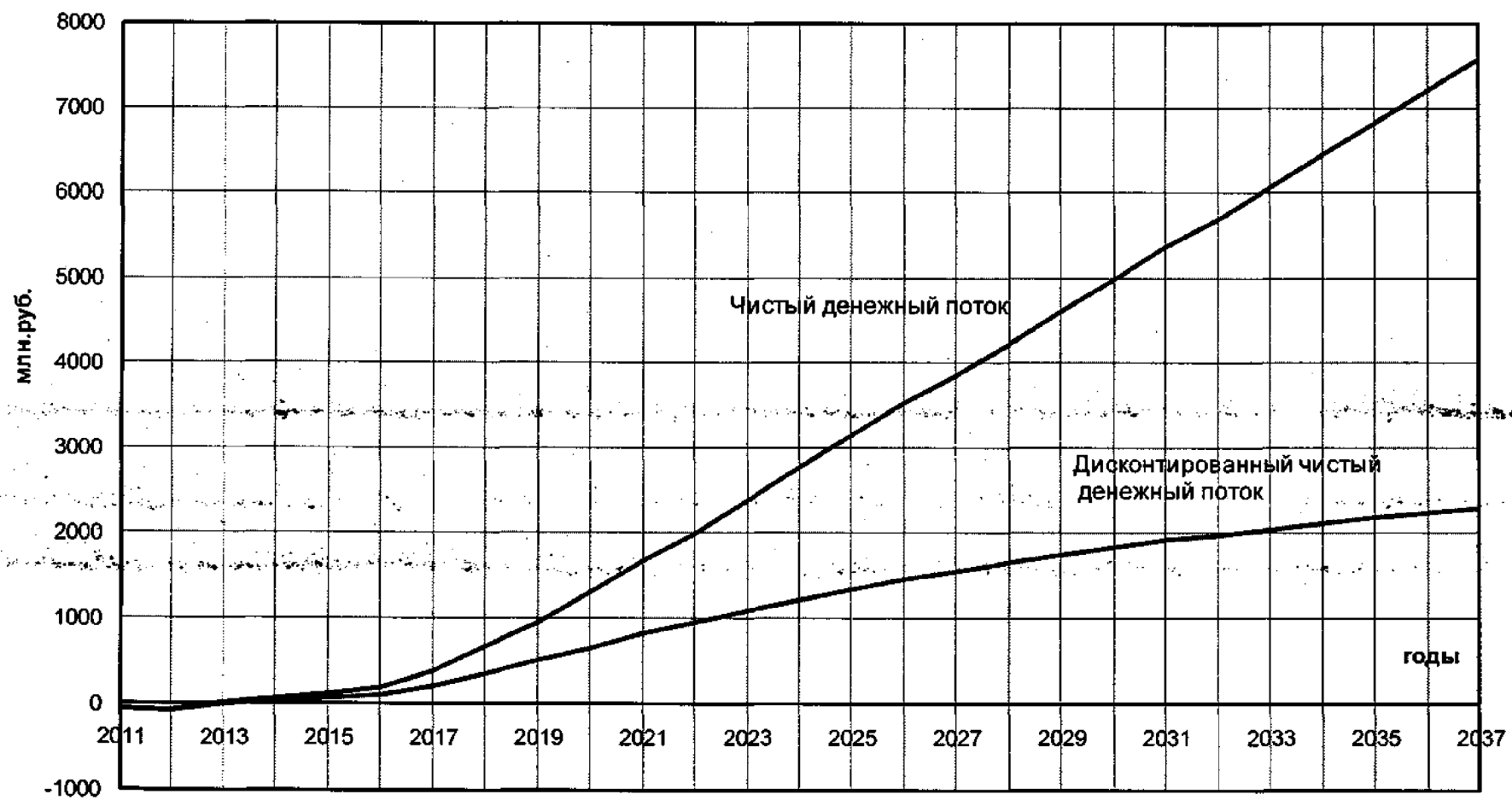


Рис. Б. 2. Финансовый профиль проекта для собственного капитала. Вариант 1.

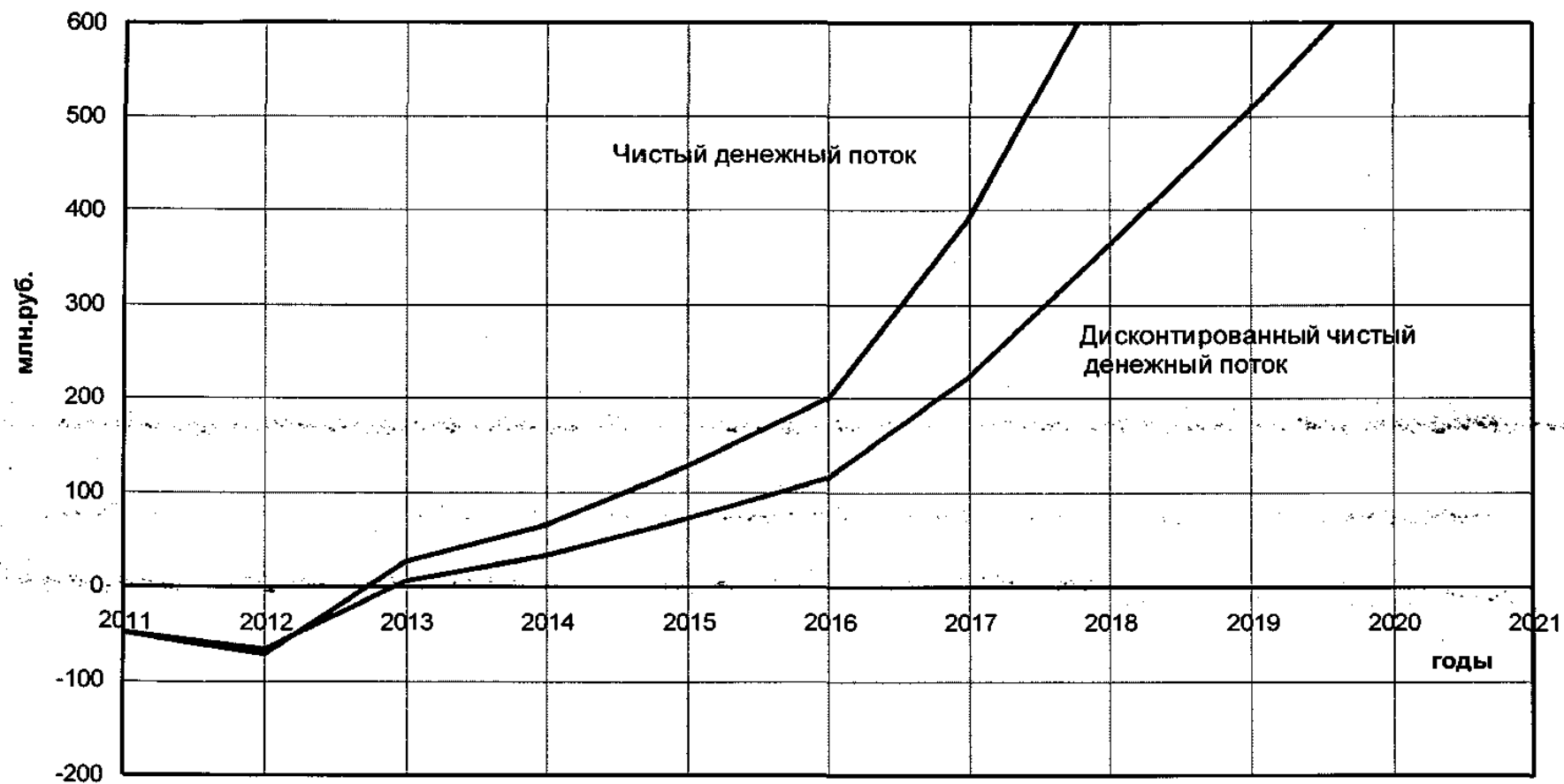


Рис. Б. 3. Финансовый профиль проекта для собственного капитала (увеличенный масштаб) Вариант 1.

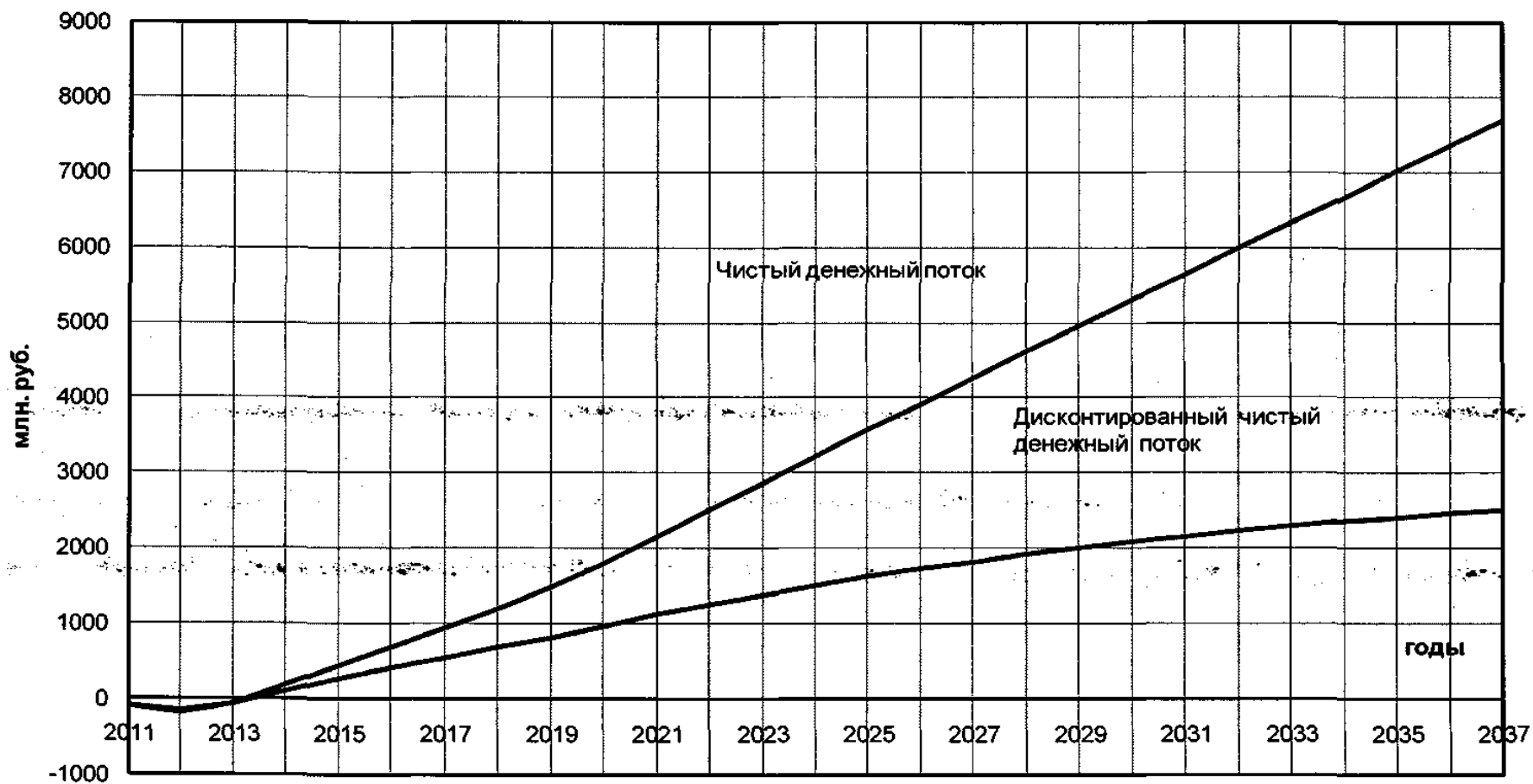


Рис. Б. 4. Финансовый профиль проекта для бюджетных средств. Вариант 1.

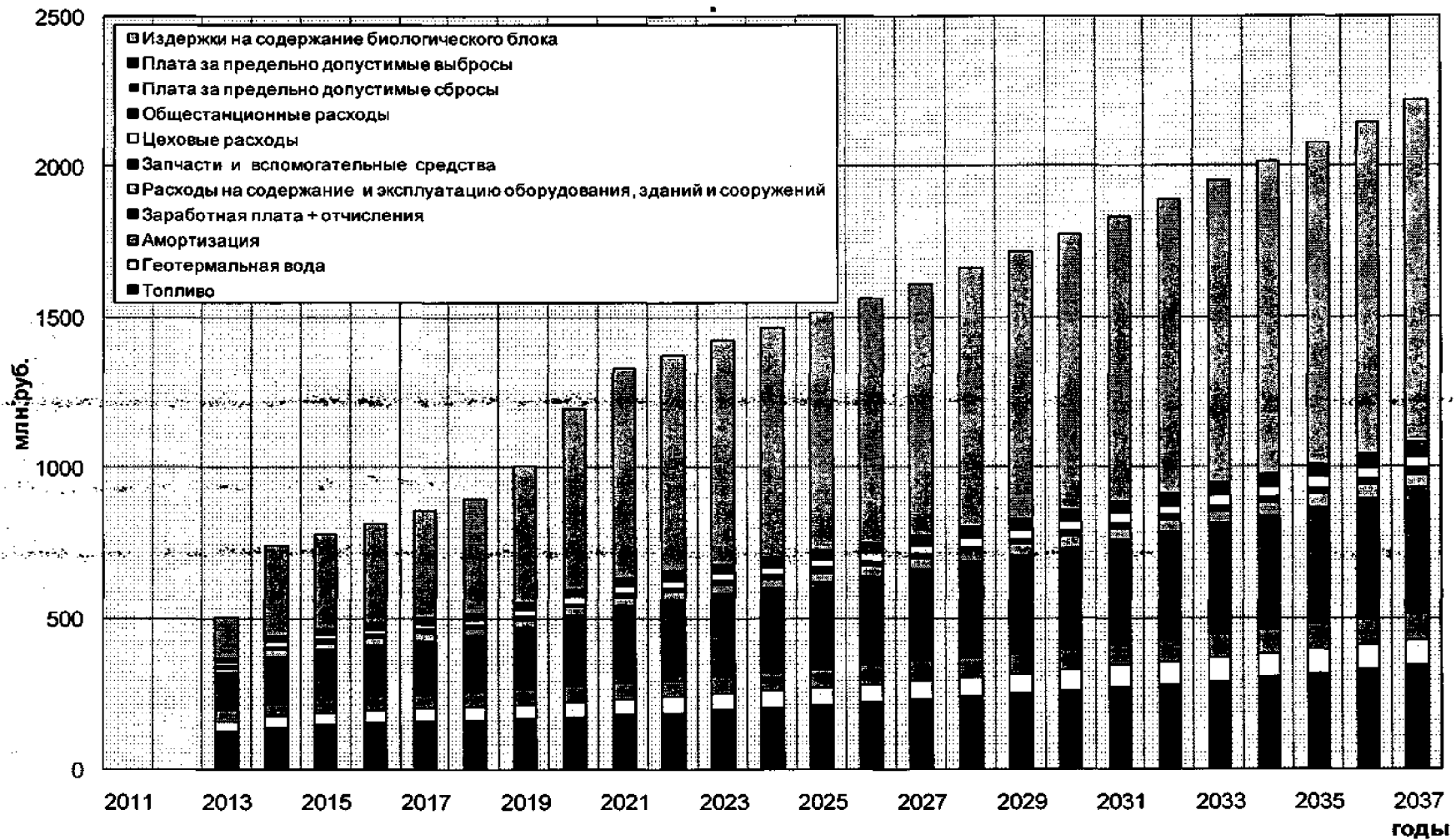


Рис. Б. 5. Структура производственных издержек. Вариант 1.

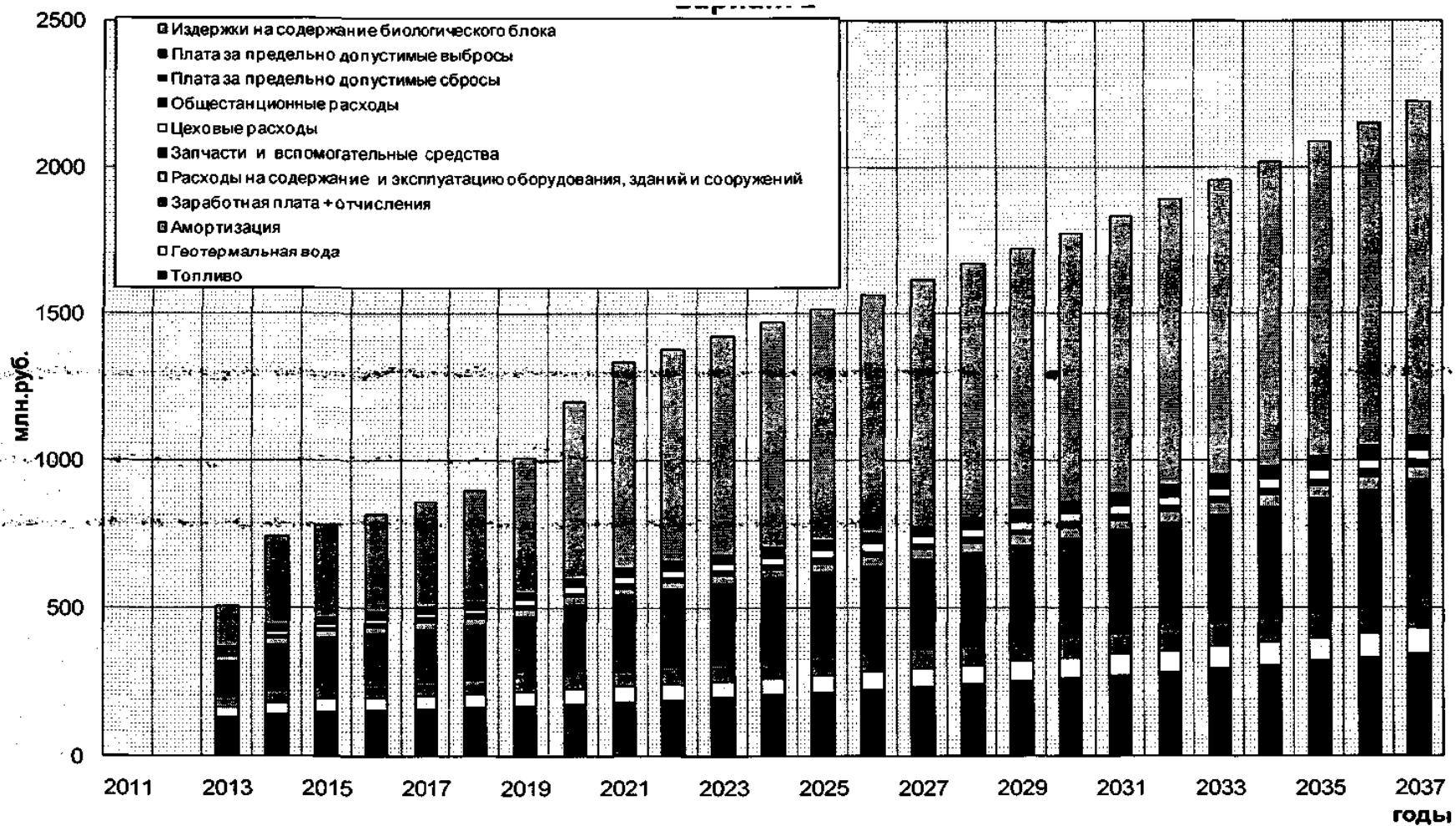


Рис. Б. 6. Структура производственных издержек. Вариант 2.

### ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ ПОТОКОВ вариант 2

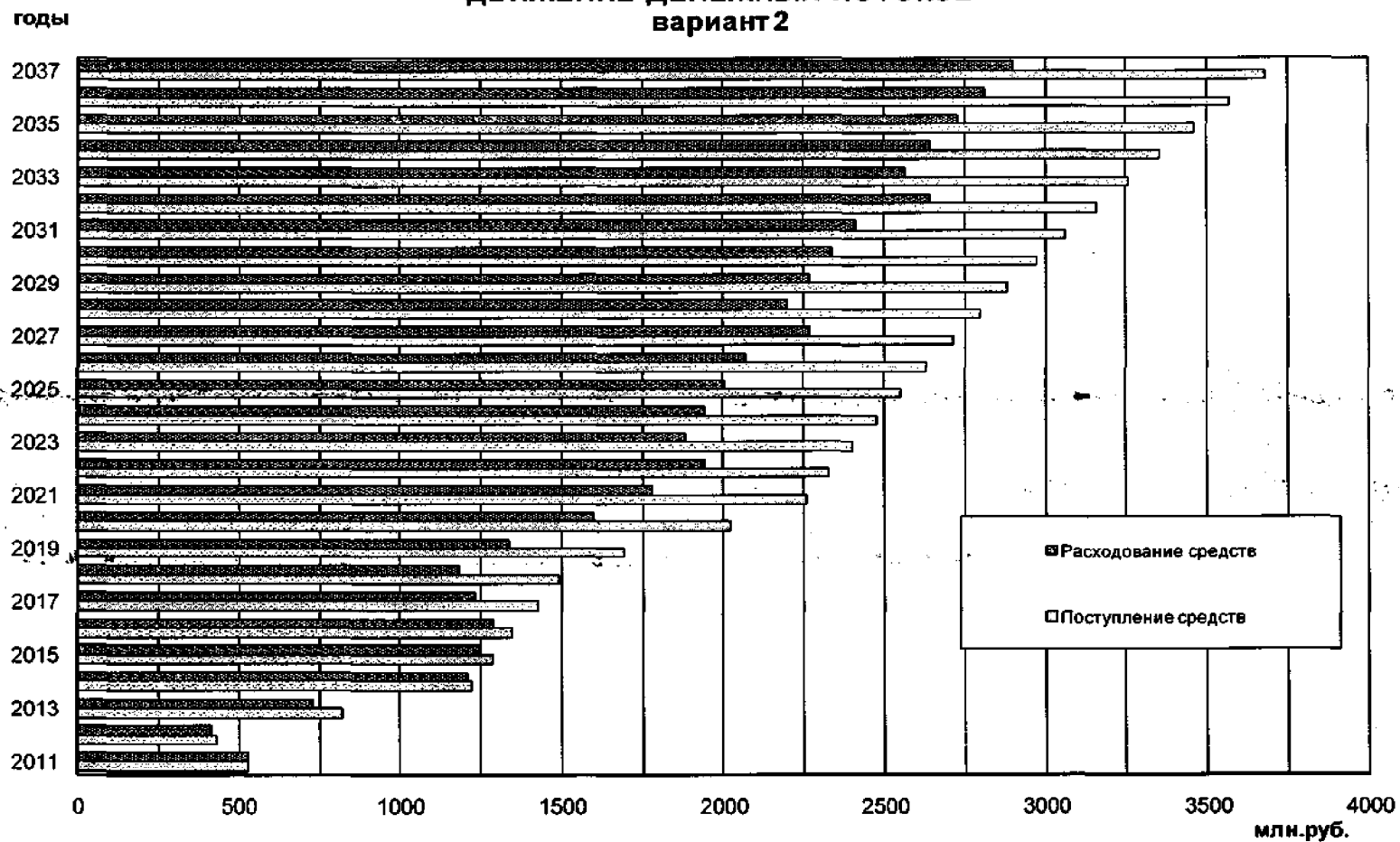


Рис. Б. 7. Движение денежных потоков. Вариант 2.



Расчетные значения основных критериев эффективности инвестиций по вариантам 1 и 2 следующие.

### **ВАРИАНТ 1**

Дисконтированный срок окупаемости инвестиций составляет 5,6 года. Для определения дискретных дисконтированных сроков окупаемости, отсчитываемых от момента выхода ЭБК на полную проектную мощность, от полученных значений следует отнять число лет, соответствующее периоду проектирования и строительства (2 года). Таким образом, дискретный дисконтированный срок окупаемости составляет 3,6 года.

Чистый дисконтированный доход (NPV) на инвестиции составляет 2236,4 млн. руб. и превышает объем капитальных вложений (711,87 млн. руб. без НДС) в 3,1 раза.

Внутренняя норма доходности (IRR) для инвестиций составляет 33,2 %, что превышает расчетную ставку дисконтирования (11,0%) в три раза.

Индекс доходности для инвестиций составляет 3,66 – превышает единицу.

Чистый дисконтированный доход (NPV) для собственного капитала составляет 2299,4 млн. руб. и превышает объем вложенных собственных средств (82,6 млн. руб. без НДС) в 27,8 раза.

Внутренняя норма доходности (IRR) для собственного капитала составляет 81,5 %, что превышает расчетную ставку дисконтирования (11,0) почти в 7,5 раз.

Индекс доходности для собственного капитала составляет 28,37 – существенно превышает единицу.

Дисконтированный срок окупаемости для собственного капитала составляет 2,9 года.

Чистый дисконтированный доход (NPV) для банка составляет 73,1 млн. руб..

Внутренняя норма доходности (IRR) для банка составляет 13,2 %, что превышает расчетную ставку дисконтирования 11,0.

Индекс доходности для банка составляет 1,12 – превышает единицу.

Дисконтированный срок окупаемости для банковского капитала составляет 4,5 года.

Значения сальдо суммарных аккумулированных денежных потоков на всех шагах расчета являются положительными величинами. Это подтверждает возможность финансовой реализации инвестиционного проекта.

Реализация проекта дает и значительную бюджетную эффективность – чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов составляет 2515,2 млн. руб., в том числе:

чистый дисконтированный доход Федерального бюджета 2246,0 млн. руб.;

чистый дисконтированный доход бюджета ЧР - 200,6 млн. руб.;

чистый дисконтированный доход местного бюджета - 68,6 млн. руб.

Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств - 3,4 года

## ВАРИАНТ 2

Дисконтированный срок окупаемости инвестиций составляет 6,2 года. Для определения дискретных дисконтированных сроков окупаемости, отсчитываемых от момента выхода ЭБК на полную проектную мощность, от полученных значений следует отнять число лет, соответствующее периоду проектирования и строительства (2 года). Таким образом, дискретный дисконтированный срок окупаемости составляет 4,2 года.

Чистый дисконтированный доход (NPV) на инвестиции составляет 1626,9 млн. руб. и превышает объем капитальных вложений (711,87 млн. руб. без НДС) в 2,3 раза.

Внутренняя норма доходности (IRR) для инвестиций составляет 30,2 %, что превышает расчетную ставку дисконтирования (11,0 %) в 2,8 раза.

Индекс доходности для инвестиций составляет 2,94 – превышает единицу.

Чистый дисконтированный доход (NPV) для собственного капитала составляет 1680,6 млн. руб. и превышает объем вложенных собственных средств (81,9 млн. руб. без НДС) в 20,5 раза.

Внутренняя норма доходности (IRR) для собственного капитала составляет 64,9 %, что превышает расчетную ставку дисконтирования (11,0 %) почти в 6 раз.

Индекс доходности для собственного капитала составляет 21,01 – существенно превышает единицу.

Дисконтированный срок окупаемости собственного капитала составляет 4,1 года.

Чистый дисконтированный доход (NPV) для банка составляет 62,3 млн. руб.

Внутренняя норма доходности (IRR) для банка составляет 13,2 %, что превышает расчетную ставку дисконтирования 11,0.

Индекс доходности для банка составляет 1,12 – превышает единицу.

Дисконтированный срок окупаемости банковского капитала составляет 4,5 года.

Значения сальдо суммарных аккумулированных денежных потоков на всех шагах расчета являются положительными величинами. Это подтверждает возможность финансовой реализации инвестиционного проекта.

Реализация проекта дает и значительную бюджетную эффективность – чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов составляет 2111,8 млн. руб., в том числе:

чистый дисконтированный доход Федерального бюджета 1875,7 млн. руб.;

чистый дисконтированный доход бюджета ЧР - 167,5 млн. руб.;

чистый дисконтированный доход местного бюджета - 68,6 млн. руб.

Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств – 4,1 года.

### 5.3 Оценка рисков инвестиций

#### 5.3.1 Политический риск

В условиях, когда внешнее окружение проекта характеризуется определенным повышением политической стабильности и отсутствием прогнозируемых резких изменений законодательства, политический риск можно считать минимальным.

#### 5.3.2 Финансовый риск

Финансовый риск пропорционален риску политическому, определяющему возможные изменения в законодательстве по вопросам финансирования. Рассчитанные относительно высокие значения внутренней нормы доходности и индекса доходности проекта, а также возможность использования банковского кредита свидетельствуют о малом финансовом риске инвестиций.

Объявленный Правительством РФ рост стоимости энергоносителей учтен в расчетах. Планируемое же Правительством РФ снижение в ближайшие годы размеров некоторых налоговых платежей, возможное снижение ставки рефинансирования ЦБ РФ в расчетах не учитывались, но должны только благоприятно сказаться на показателях проекта.

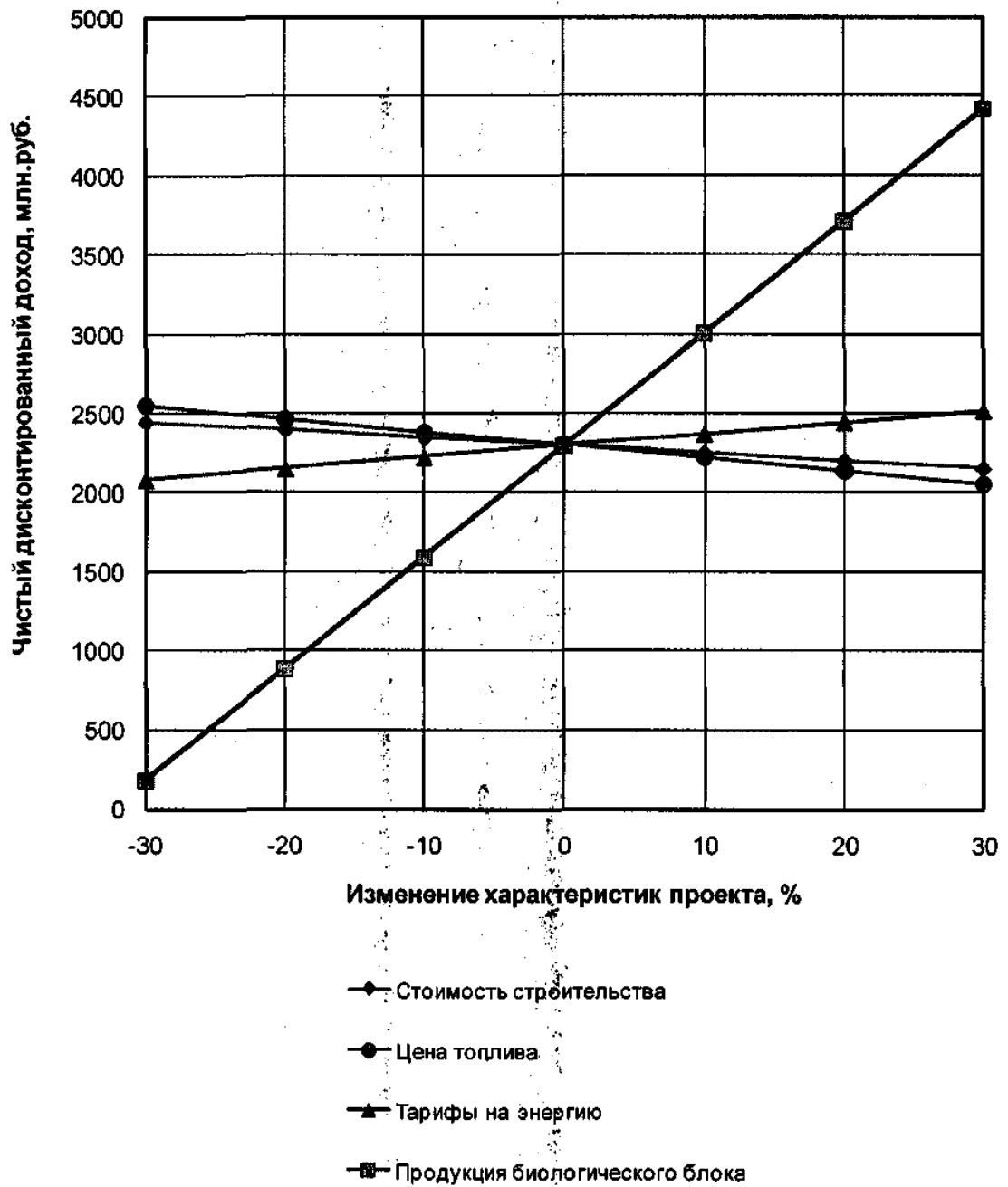
### 5.3.3 Технический риск

В связи с тем, что весь комплекс мероприятий по строительству и последующему использованию геотермальных ресурсов Чеченской Республики с созданием энергобиологического комплекса базируется на использовании серийного отечественного и зарубежного оборудования, зарекомендовавшего себя на практике, как высоконадежное, технический риск инвестиций минимален.

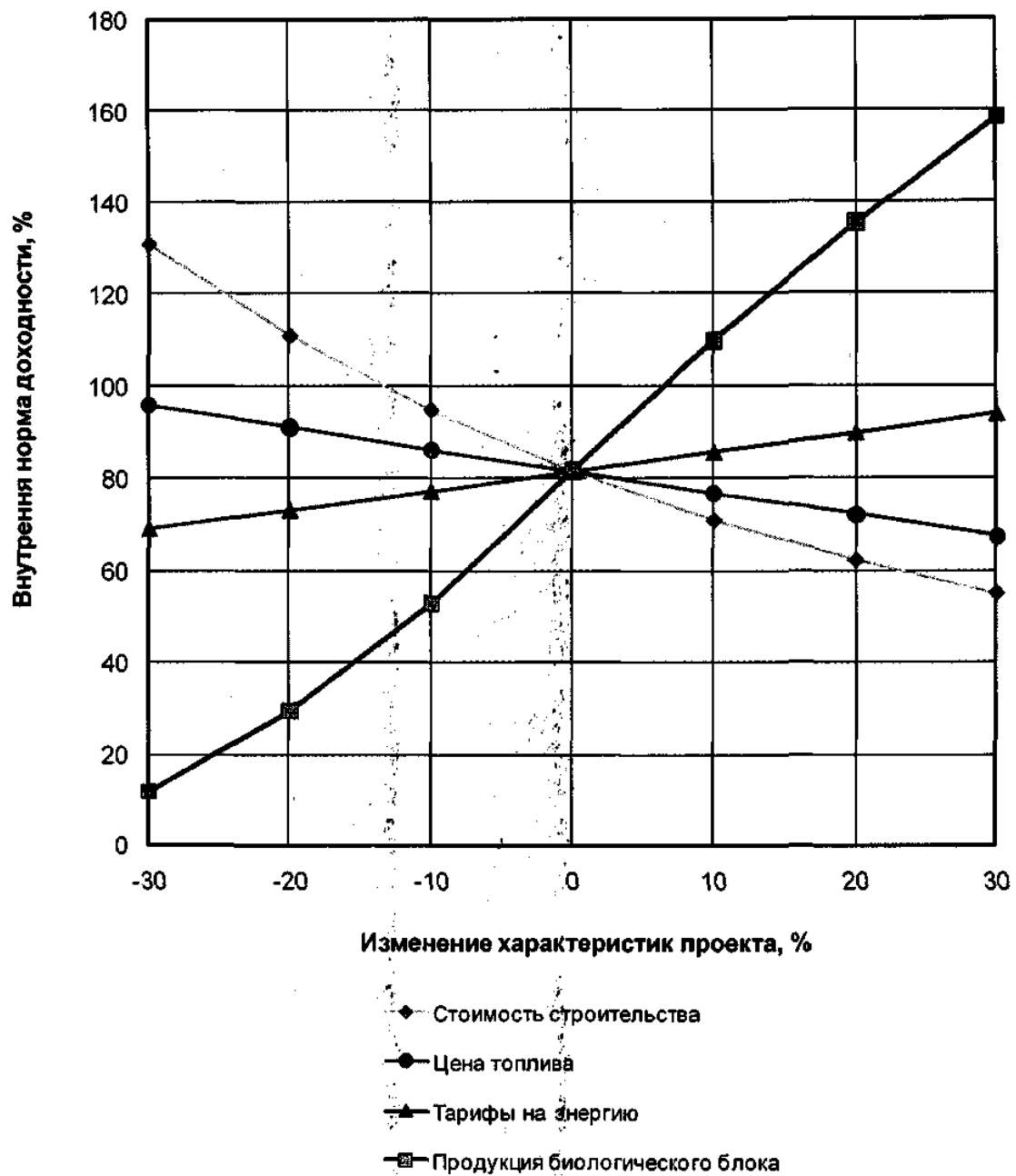
### 5.3.4 Экономический риск

Представление об экономическом риске дают результаты исследований устойчивости инвестиционного проекта, приведенные на рисунках Б. 8.-Б. 13. В связи с большими расчетными значениями чистого дисконтированного дохода, значительно превышающими объемы инвестирования, большими значениями индексов доходности и внутренней нормы доходности экономический риск рассматриваемого инвестиционного проекта можно считать минимальным, а проект устойчивым к возможным изменениям внешнего экономического окружения.

Не рассматривая другие виды рисков (форс-мажорные обстоятельства, организационные неувязки, хищения, фатальные ошибки проекта и пр.), вероятность которых для периода строительства и возврата кредитов незначительна, можно сделать общий вывод о том, что серьезных рисков при инвестировании средств в предлагаемый проект нет. Поэтому вопросы страхования рисков можно не рассматривать.



**Рис. Б. 8. Оценка влияния изменения стоимости строительства, тарифов на энергию, цены топлива, цены на продукцию биологического блока на ЧДД для собственного капитала (вариант 1).**



**Рис. Б. 9. Оценка влияния изменения стоимости строительства, тарифов на энергию, цены топлива, цены на продукцию биологического блока на ВНД для собственного капитала (вариант 1).**

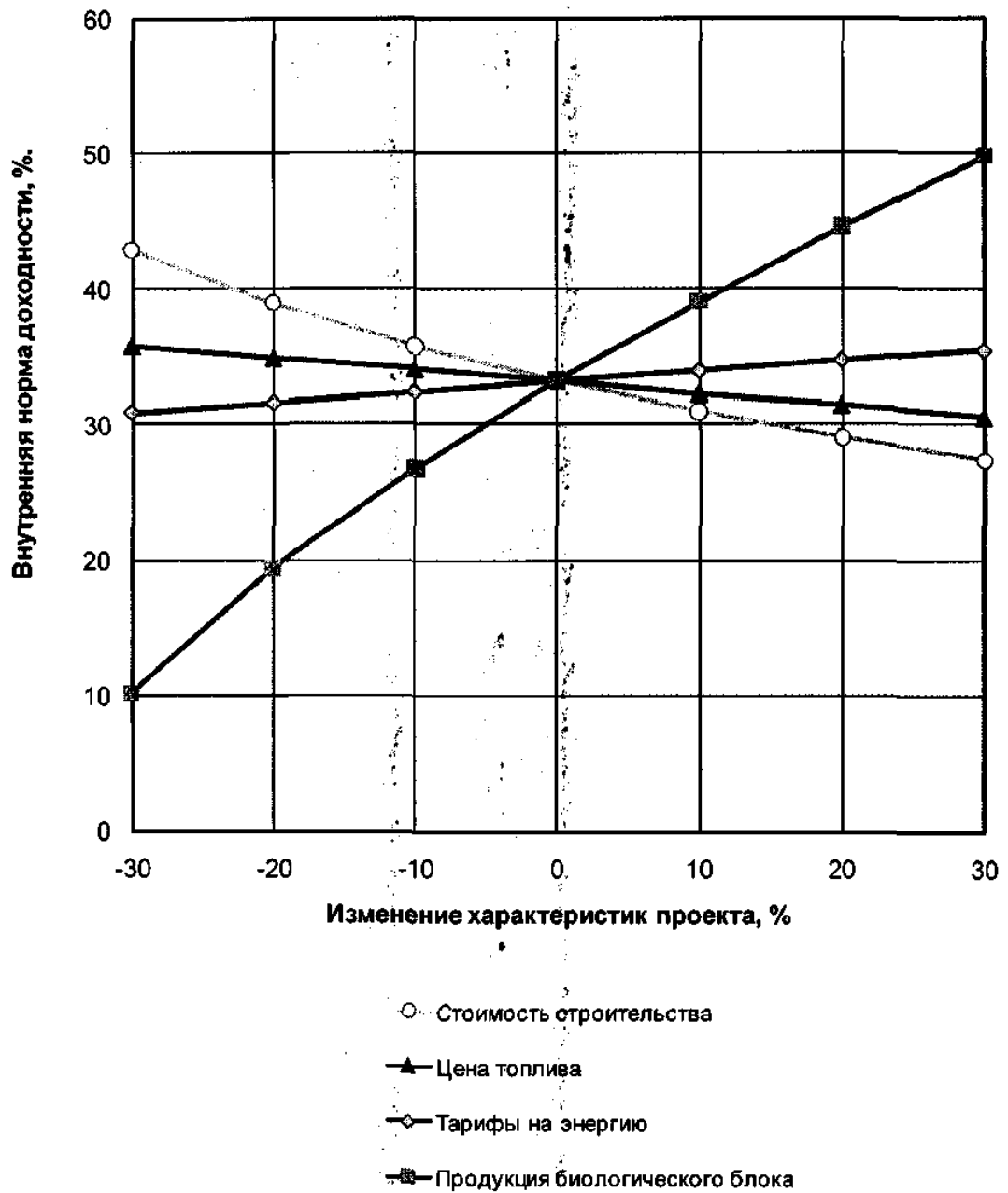


Рис. Б. 10. Оценка влияния изменения стоимости строительства, тарифов на энергию, цены топлива, цены на продукцию биологического блока на ВНД для инвестиционных затрат (вариант 1).

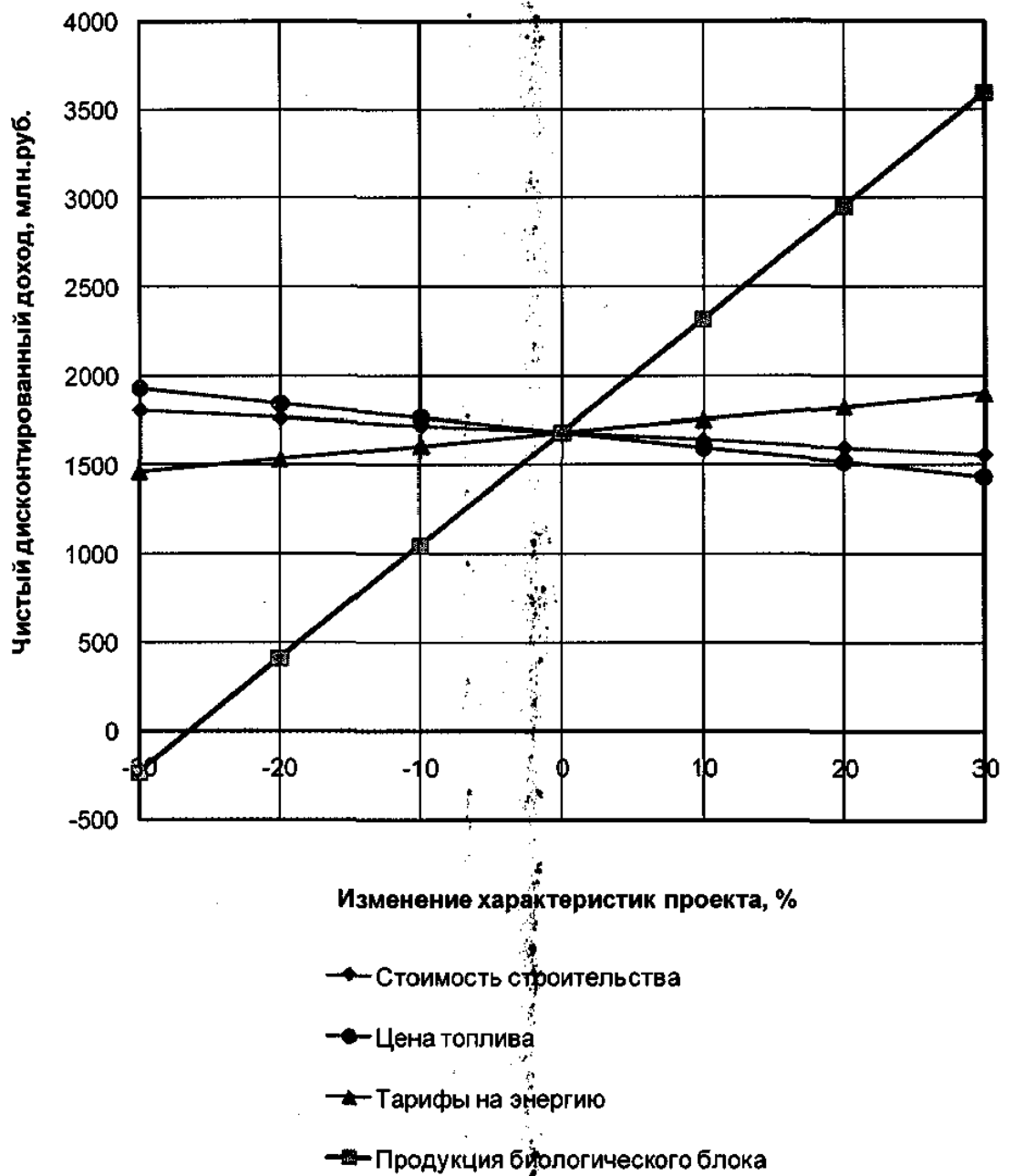


Рис. Б. 11. Оценка влияния изменения стоимости строительства, тарифов на энергию, цены топлива, цены на продукцию биологического блока на ЧДД для собственного капитала (вариант 2).

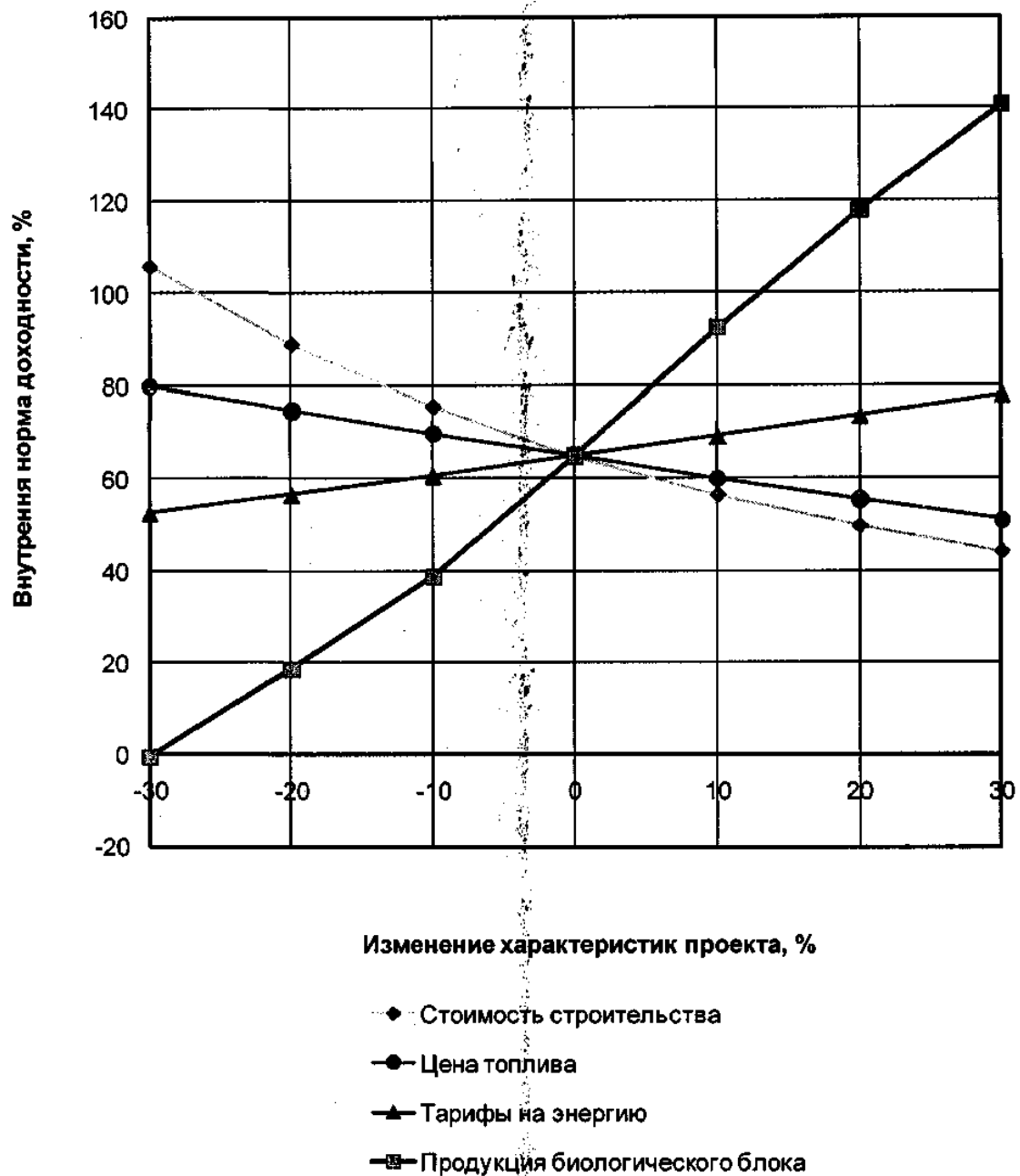
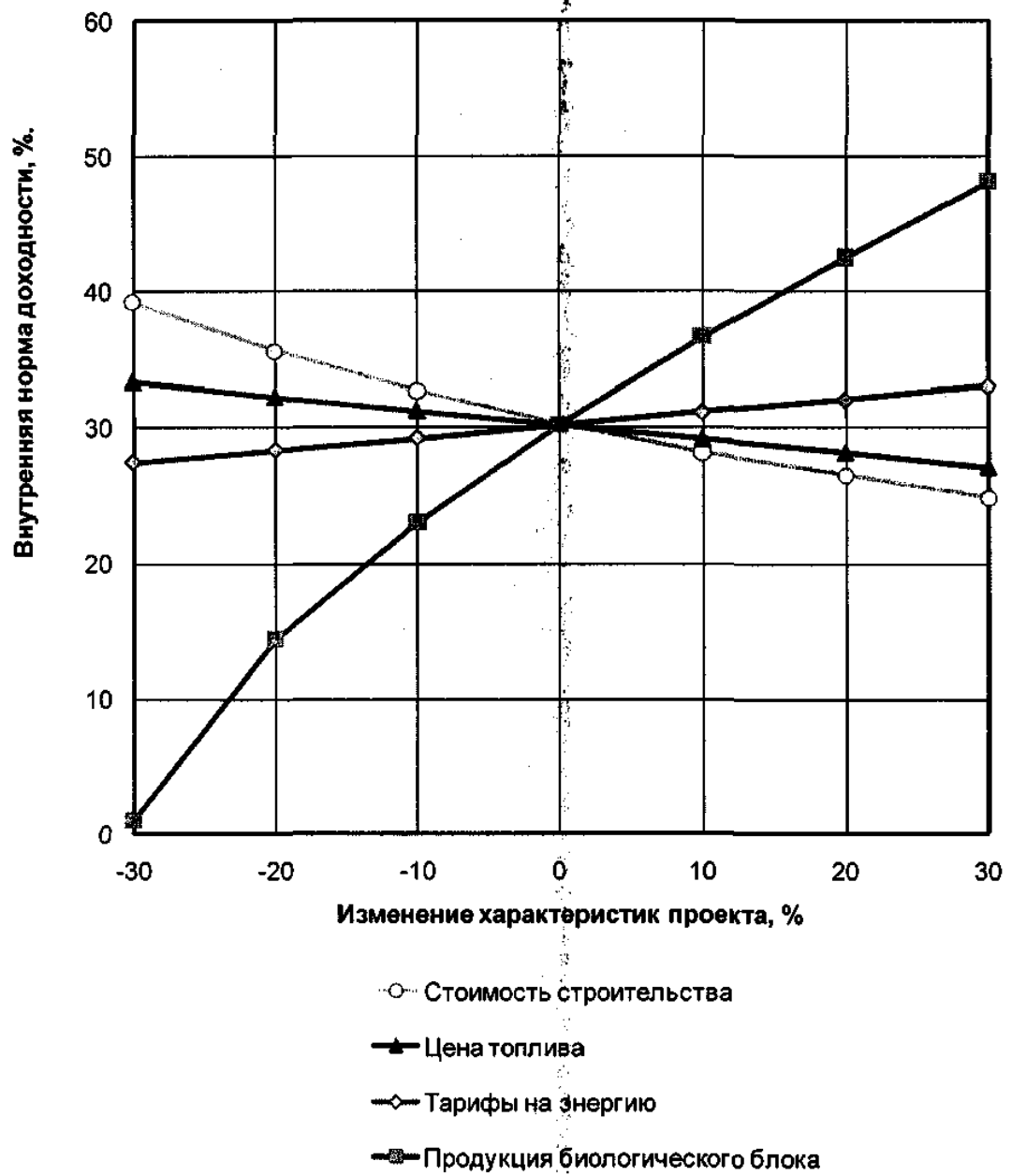


Рис. Б. 12. Оценка влияния изменения стоимости строительства, тарифов на энергию, цены топлива, цены на продукцию биологического блока на ВНД для собственного капитала (вариант 2).





**Рис. Б. 13. Оценка влияния изменения стоимости строительства, тарифов на энергию, цены топлива, цены на продукцию биологического блока на ВНД для инвестиционных затрат (вариант 2).**

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте предложено комплексное использование разведанных и про-  
стаивающих в настоящее время геотермальных ресурсов Ханкальского месторождения  
Чеченской республике для создания высокоэффективного энергобиологического комплек-  
са.

Разработаны основные технические решения по созданию комплекса, рассчитаны  
ориентировочные объемы требуемых инвестиций (они должны быть уточнены при рабо-  
чем проектировании ЭБК), разработаны оптимальные схемы финансирования проекта.

Приведены результаты расчета экономических параметров проекта. Дана оценка  
бюджетной эффективности и оценка рисков инвестиций.

Выполнены два варианта расчета финансово-коммерческой эффективности инвести-  
ций.

**В первом варианте**, в котором планируется реализация продукции биологического  
блока по сложившимся в регионе рыночным ценам, предусмотрена следующая схема фи-  
нансирования: собственные средства заявителя – 10 %, бюджетные средства – 20 %, заем-  
ные средства банка – 70 %.

Для расчета **второго варианта**, в котором предусмотрено снижение отпускных цен  
на продукцию биологического блока на 10 % для населения Чеченской Республики, пред-  
лагается следующая схема финансирования: собственные средства заявителя – 10 %, бюд-  
жетные средства – 30 %, заемные средства банка – 60 %.

При сметной стоимости проекта 840,0 млн. руб. в ценах на II кв. 2010 года расчет-  
ный размер общих инвестиций в прогнозных ценах с учетом инфляции, резерва средств на  
оборотный капитал и затрат на обслуживание кредитов составляет 974,7 млн. руб. для ва-  
рианта 1, для варианта 2 – 966,4 млн. руб.

При расчетах финансово-коммерческой эффективности **варианта 1** получены сле-  
дующие значения основных оценочных критериев для суммарных инвестиционных за-  
трат:

### *Простые показатели:*

чистый доход за расчетный период	-7707,0 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-4,7 года
рентабельность капитальных вложений	-21,3 %

### *Дисконтированные показатели:*

чистый дисконтированный доход	-2236,41 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-33,2 %
индекс доходности	-3,66
дисконтированный срок окупаемости	-5,6 года

**Эти же показатели для собственного капитала:**

**Простые показатели:**

чистый доход за расчетный период	-7575,5 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-2,7 года
рентабельность капитальных вложений	-36,6 %

**Дисконтированные показатели:**

чистый дисконтированный доход	-2299,35 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-81,5 %
индекс доходности	-28,37
дисконтированный срок окупаемости	-2,9 года

**Дисконтированные показатели для банковского капитала:**

чистый дисконтированный доход	-73,07 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-13,2 %
индекс доходности	-1,12
дисконтированный срок окупаемости	-4,5 года

Реализация проекта дает значительную **бюджетную эффективность** – чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов составляет 2515,2 млн. руб., в том числе:  
чистый дисконтированный доход Федерального бюджета 2246,0 млн. руб.;  
чистый дисконтированный доход бюджета РД - 200,6 млн. руб.;  
чистый дисконтированный доход местного бюджета - 68,6 млн. руб.  
Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств - 3,4 года

При расчетах финансово-коммерческой эффективности **варианта 2** получены следующие значения основных оценочных критериев для суммарных инвестиционных затрат:

**Простые показатели:**

чистый доход за расчетный период	-5748,0 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-5,0 года
рентабельность капитальных вложений	-20,1 %

**Дисконтированные показатели:**

чистый дисконтированный доход	-1629,1 млн.руб.
внутренняя норма доходности	-30,2 %
индекс доходности	-2,94
дисконтированный срок окупаемости	-6,2 года

**Эти же показатели для собственного капитала:**

**Простые показатели:**

чистый доход за расчетный период	-5636,0 млн. руб.
срок окупаемости капитальных вложений	-2,94 года
рентабельность капитальных вложений	-34,2 %

**Дисконтированные показатели:**

чистый дисконтированный доход	-1680,6 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-64,9 %

индекс доходности	-21,01
дисконтированный срок окупаемости	-4,1 года

*Дисконтированные показатели для банковского капитала:*

чистый дисконтированный доход	-62,26 млн. руб.
внутренняя норма доходности	-13,2 %
индекс доходности	-1,12
дисконтированный срок окупаемости	-4,5 года

Реализация проекта по варианту 2 дает высокую *бюджетную эффективность* – чистый дисконтированный доход бюджетов всех рангов составляет 2111,8 млн.руб., в том числе:

- чистый дисконтированный доход Федерального бюджета 1875,7 млн. руб.;
- чистый дисконтированный доход бюджета ЧР - 167,5 млн. руб.;
- чистый дисконтированный доход местного бюджета - 68,6 млн. руб.
- Дисконтированный срок окупаемости бюджетных средств - 4,1 года.

При этом для варианта 1 и варианта 2 на всех шагах расчета значения сальдо суммарных аккумулированных денежных потоков с учетом погашения кредитов и выплаты процентов по ним являются положительными. Это подтверждает возможность финансовой реализации инвестиционного проекта.

Анализ чувствительности проекта к изменению расчетных параметров для варианта 1 и варианта 2 свидетельствует о высокой устойчивости инвестиционного проекта.

Полученные показатели можно считать весьма удовлетворительными, а рассматриваемый инвестиционный проект – высокоэффективным в финансово-коммерческом плане.

Предлагаемый проект позволяет решить задачи организации значительных бюджетных доходов в периоды строительства и эксплуатации ЭБК, задачи заметного снижения выбросов в атмосферу вредных и парниковых газов, задачи организации 500 новых рабочих мест для обслуживающего персонала энергобиологического комплекса, задачи обеспечения населения высококачественными продуктами питания, а, в последующем, и задачи создания лечебно-профилактических заведений и производства ценных лекарственных компонентов.

Анализ финансово-коммерческой эффективности проекта дает твердые основания считать реализуемым и высокоэффективным предлагаемый проект создания энергобиологического комплекса в Чеченской Республике.