



ПРАВИТЕЛЬСТВО ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 11.10.2011

г. Грозный

№ 164

**Об утверждении Программы развития электроэнергетики
Чеченской Республики на 2012-2016 годы**

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», протокольных решений заседания Правительственной комиссии Российской Федерации по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) № АШ-369-пр от 9 ноября 2010 года, распоряжения Правительства Чеченской Республики от 28 июня 2011 года № 250-р Правительство Чеченской Республики

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2012-2016 годы.

2. Министерству промышленности и энергетики Чеченской Республики в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и протокольными решениями 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 2013-2017 годов.

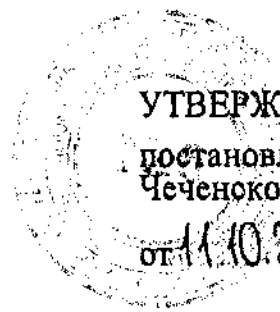
3. Контроль за выполнением настоящего постановления возложить на заместителя Председателя Правительства Чеченской Республики – министра финансов Чеченской Республики Э.А. Исаева.

4. Настоящее постановление вступает в силу со дня его принятия.

Председатель Правительства
Чеченской Республики



О.Х. Байсултанов



УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Правительства
Чеченской Республики

от 11.10.2011 № 164

**Схема и программа
развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2012-2016 годы**

Паспорт Программы

Наименование Программы	программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2012-2016 годы (далее - Программа)
Основание для разработки	Постановление Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»; Распоряжение Правительства Чеченской Республики от 28.06.2011 г. № 250-р
Государственный заказчик	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Основной разработчик Программы	ООО «Инновационные производственные технологии». Грозненский государственные нефтяной технический университет им. академика М.Д.Миллионщикова. Филиал ОАО «Южный инженерный центр энергетики» «Южэнергосетьпроект»
Цели Программы	развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность
Задачи Программы	- создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Чеченской Республики; - предотвращение возникновения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Чеченской Республики наиболее эффективными способами; - определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций; - обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Чеченской Республики; - обеспечение выдачи мощности новых либо усиления схемы выдачи мощности существующих электрических станций; обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; - обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и программ (схем) территориального планирования Чеченской Республики

Важнейшие оценочные показатели Программы	<ul style="list-style-type: none"> - снижение потерь электроэнергии в сетях за счет снижения издержек при транспортировке электроэнергии путем оптимизации схем электроснабжения и использования современных энергосберегающих технологий; - снижение недоотпуска и перерывов в электроснабжении; - ликвидация «узких» мест энергосистемы
Сроки и этапы реализации Программы	2011-2016 годы
Исполнители основных мероприятий	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики; электросетевые и генерирующие компании (по согласованию)
Объемы и источники обеспечения Программы	финансирование программных мероприятий определено в объеме 27 455,6 млн. рублей в ценах 2010 года (прогнозно), из них затраты на новое строительство составляют 23 380,2 млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение – 4 075,4 млн. руб, в том числе по объектам 35-110 кВ ОАО «Нурэнерго» составляют 6 122,9 млн.руб и 3 565,6 млн.руб. соответственно, по объектам генерации составляют - 2 980 млн. руб. по Аргунской ТЭЦ и 12 000 млн. руб. по 1-й очереди Грозненской ТЭС соответственно; реализация Программы предусмотрена за счет внешних инвестиционных средств, собственных средств предприятий и господдержки (бюджетных средств) (прогнозно)
Ожидаемые конечные результаты реализации Программы	в ходе реализации программных мероприятий запланировано: вводы новых электросетевых объектов: - ВЛ 330-110-35 кВ - 547,2 км; - ПС 330-110-35 кВ - 676,7 кВА; реконструкция и техническое перевооружение электросетевых объектов: - ВЛ 110-35 кВ - 105,3 км; - ПС 110-35 кВ - 588,4 кВА; строительство объектов генерации: - Аргунская ТЭЦ – 50 МВт - Грозненская ТЭС – 200 МВт
Система организации контроля за исполнением Программы	контроль за исполнением Программы осуществляет Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

Аннотация

Программа разработана по государственному контракту от 19 августа 2011 г. № 13 между ООО «Инновационные производственные технологии» и Министерством промышленности и энергетики Чеченской Республики на основании технического задания на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2012-2016 годов.

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.

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

Основные разработчики Программы:

1. ООО «Инновационные производственные технологии».
2. Грозненский государственный нефтяной технический университет им. академика М.Д.Миллионщикова.
3. Филиал ОАО «Южный инженерный центр энергетики» «Южэнергосетьпроект».

Программа согласована с профильными организациями:

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

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	3
Общая характеристика региона	6
1. Характеристика передающих электротехнических мощностей	9
1.1. Повышение надежности электрических сетей ОАО «Нурэнерго»	11
1.2. Электропотребление и электрические нагрузки	12
1.3. Покрытие потребности энергосистемы в электроэнергии	14
2. Электрические сети	15
2.1. Характеристика электрических сетей.	15
2.2. Анализ режимов работы электрических сетей 110 и 330 кВ.	17
2.3. Оценка объемов электрических сетей напряжением 35-110 кВ, требующих проведения реконструкции и технического перевооружения в период до 2016 года	20
3. Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок в период до 2016 года	21
4. Развитие источников электроснабжения, балансы мощности электроэнергетики в период до 2016 г.	29
5. Развитие электрических сетей в период до 2016 г.	48
5.1. Расчетные электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ	48
5.2. Развитие электрических сетей 330 кВ	59
6. Развитие межсистемных связей по усилению транзита 330 кВ ОЭС Юга – Чеченская Республика – Дагестан	64
6.1. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ	67
6.2. Развитие межсистемных связей 35-110 кВ чеченской энергосистемы с энергосистемами соседних субъектов РФ	68
6.3. Развитие внутренней сети 110 кВ чеченской энергосистемы	71
6.4. Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ	76
7. Электрические расчеты (выполнены «Южэнергопроект»)	79
7.1. Режимы работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше	79
7.2. Условия регулирования напряжения и размещение источников реактивной мощности	82
7.2.1. Основные методические положения, применяемые для оптимизации реактивной мощности в узлах электрической сети	83
7.2.2. Расчетные условия оптимизации компенсирующих устройств	84

	реактивной мощности	
7.2.3.	Результаты расчетов по оптимизации мощности и размещения источников реактивной мощности в электрических сетях и их анализ	84
8.	Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов в период до 2020 г. и оценка необходимых капиталовложений	89
9.	Выводы и рекомендации	92
10.	Приложения	96
11	Схемы	119

Введение

Настоящая работа выполнена согласно государственному контракту от 19 августа 2011 г. № 13 между ООО «Инновационные производственные технологии» и Министерством промышленности и энергетики Чеченской Республики в соответствии с техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2012-2016 годов (приложение 1).

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики разработаны в соответствии с:

- Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России от 23 марта 2010 г. (перечень поручений от 29.03.2010 № Пр-839, пункт 5) предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;
- протоколом Всероссийского совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ под председательством Заместителя Министра энергетики Российской Федерации, Заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09 ноября 2010 года №АШ-369 пр;
- уточненными методическими рекомендациями Минэнерго России по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в цикле работ 2011 года на период 2012-2016 годов;
- распоряжением Правительства Чеченской Республики от 28.06.2011 г. № 250-р.

При разработке программы учтены положения:

Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;

Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики в соответствии с пунктом 5 «Технического задания» выполнена на основании Программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г. утвержденной постановлением Правительства Чеченской Республики от 23.06.2011 г. № 110, и Федеральной целевой Программы «Социально-экономическое развитие Чеченской Республики на 2008-2011 гг.», утвержденной постановлением Правительства РФ от 15.07.2008 г. № 583, РЦП «Социально-экономическое развитие Чеченской Республики на 2008-2013

годы», утвержденной постановлением Правительства Чеченской Республики от 18.08.2008 г. № 165 (с последними изменениями от 21.12.2010 г. № 206).

Энергосистема Чеченской Республики по состоянию на 1.07.2011 г. территориально включает в себя сети напряжением 330 кВ (сети ОАО «ФСК ЕЭС») и электрические сети напряжением 0,4, 10, 35, 110 кВ, эксплуатация которых осуществляется ОАО «Нурэнерго» и ГУП «Чечкоммунэнерго».

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 2016 года. Результатом выполненной работы является информационная база для составления инвестиционных программ и планов капитального строительства объектов электроэнергетики и их проектирования.

Целью и задачами работы в соответствии с пунктом 2 «Технического задания» является планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Чеченской Республики:

- создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Чеченской Республики;
- предотвращение возникновения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Чеченской Республики наиболее эффективными способами с учетом:
 - максимальных и минимальных режимов работы,
 - необходимого технологического резерва,
 - основных технологических ограничений перетока электрической энергии;
- определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций для обеспечения:
 - баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме,
 - выдачи мощности электрических станций,
 - предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности,
 - недопущения ограничения пропускной способности электрических сетей энергосистемы Чеченской Республики;
- обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Чеченской Республики;

- обеспечение выдачи мощности новых либо усиления схемы выдачи мощности существующих электрических станций;
- создание информационной базы для формирования программ развития (инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики, а также для последующего проектирования энергетических объектов;
- обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Чеченской Республики при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, инвесторов и потребителей электрической энергии;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и программ (схем) территориального планирования Чеченской Республики.

За отчетный в «Схеме...» принят 2009, 2010 годы, за расчетный - 2016 год, в отдельных случаях приведена оценка перспективы - до 2020 года.

В работе проведен анализ функционирования и развития энергосистемы Чеченской Республики в 2001-2010 гг., определена потребность республики в электроэнергии в период до 2016 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, 110 и 35 кВ на территории энергосистемы Чеченской Республики в период 2011-2016 г.г. и определены основные направления развития электрических сетей 110 кВ и выше в период до 2016 года. Определены объемы развития сетей напряжением 35 кВ и выше, обеспечивающие прогнозируемый рост электрических нагрузок энергосистемы в рассматриваемый период.

Для обоснования и проверки рекомендаций по развитию электрических сетей выполнены расчеты режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на 2016 г. - расчетного этапа развития энергосистемы. Выполнены так же расчеты для определения необходимых объемов и размещения устройств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ.

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 гг.», редакция от 26.04.2010 г.;
- «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики Российской Федерации до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.»;
- «Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на период до 2020 года, включая развитие сетей напряжением 35-110 кВ», ОАО «ЮИЦЭ» «ЮжЭСП»;
- «Программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 г.», КНИИ РАН Чеченской Республики.

Общая характеристика региона

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 Республикой Ингушетия.

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 лишенные 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 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.

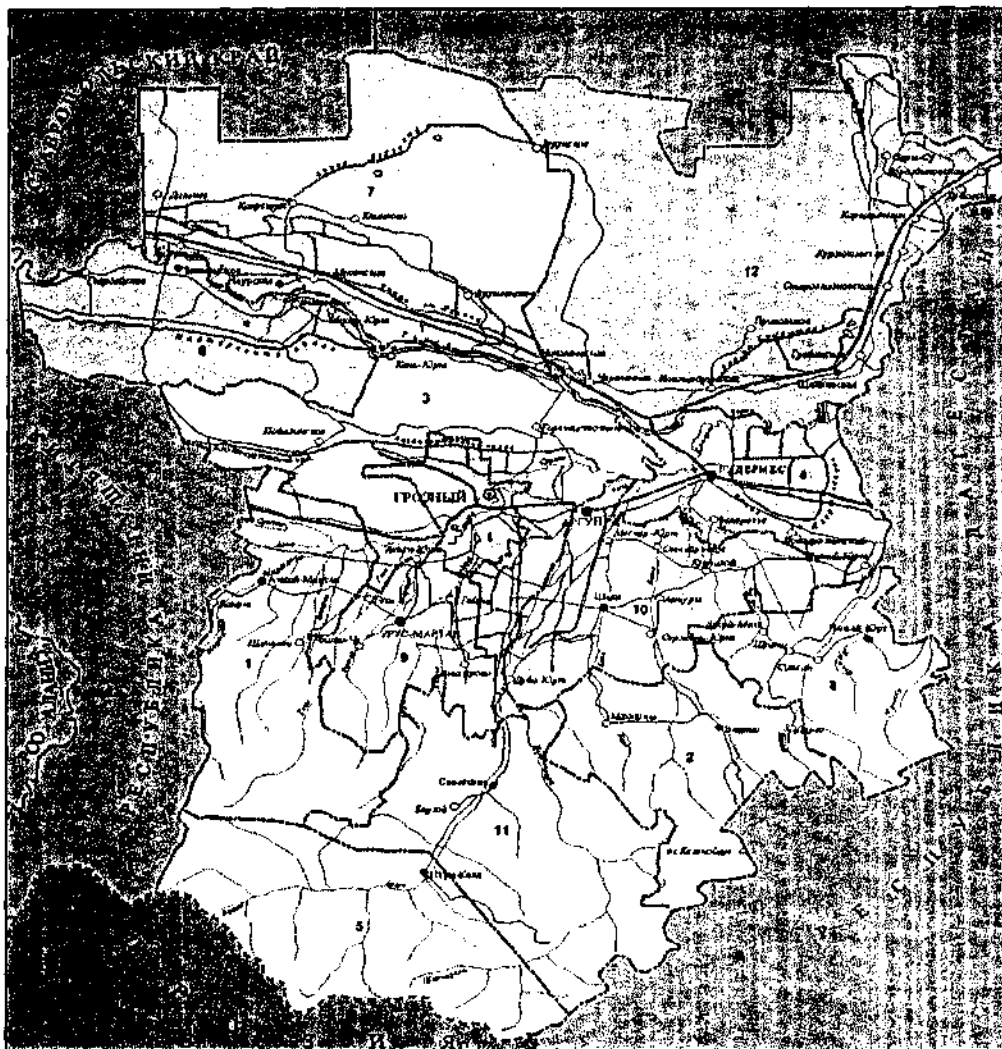


Рис. 1.1. Карта административно – территориального деления

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 – Щелковский, 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. Щелковская; 13 – ст. Серноводская; 14 – с. Шарой; 15 – с. Курчалой.

Административный центр региона г. Грозный. Население – 234,2 тысяч человек (на 1 января 2011 г.).

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

Территория региона - 16,1 тыс. кв. км

Численность населения – 1294,8 тыс. чел. (на 1 января 2011 г.), в т.ч.:

Городское: 449,7 тыс. чел (34,73%)

Сельское: 845,1 тыс. чел (65,27%)

Трудоспособное население - 56,9%

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.

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 (длиною 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.

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

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.

Чеченская Республика при наличии собственных природно-ресурсных возможностей для производства энергетических мощностей является энергодефицитным регионом.

Электросистема республики обеспечивает централизованное электроснабжение потребителей на территории Чеченской республики и осуществляет перетоки электрической энергии в границах с ней соседние субъекты РФ: МЭС Юга, Дагэнерго, Ставропольэнерго, Ингушэнерго.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕДАЮЩИХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ МОЩНОСТЕЙ

Электротехническая отрасль Чеченской Республике представляет собой комплекс воздушных и кабельных линий электропередачи и трансформаторных подстанций разного класса напряжения, связанных общностью режима работы, имеющих общий резерв мощности и централизованное оперативно-диспетчерское управление. Электроэнергетика республики представлена двумя

предприятиями: ОАО «Нурэнерго», которое поставляет электроэнергию всем потребителям Чеченской Республики и осуществляет перетоки энергии в соседние республики и ГУП «Чечкоммунэнерго» являющейся структурой МЖКХ ЧР и осуществляющей поставку электроэнергии (получаемой от ОАО «Нурэнерго») потребителям г. Грозного, Гудермеса и отдельным районам республики. Таким образом, эти две организации тесно взаимосвязаны общими линиями электропередач и системами электроснабжения потребителей.

Передающие мощности, линии электропередачи и подстанций

Общая протяженность воздушных линий электропередачи ОАО «Нурэнерго» составляет – **11 066,3 км.** в т.ч.:

Протяженность по цепям с разбивкой по классам напряжения (км.)

110 кВ	35 кВ	10 кВ	6 кВ	0,4 кВ
1 039,2	1 068,1	2 941,8	880,8	5 136,4

Кабельные линии электропередачи

Общая протяженность кабельных линий электропередачи ОАО «Нурэнерго» составляет - **10,4 км.** в т.ч.:

Протяженность КЛ по цепям (км) с разбивкой по классам напряжения (км.)

10 кВ	6 кВ	0,4 кВ
0,5	1,0	8,9

Понижительные подстанции

На балансе ОАО «Нурэнерго» **3 034 шт.** понижительных подстанций 110 кВ и ниже, мощностью силовых трансформаторов **1 367,4 МВА.** в т.ч.:

Подстанции с разбивкой по классам напряжения

110 кВ		35 кВ		6-10 кВ	
Кол-во (шт)	Мощность (МВА)	Кол-во (шт)	Мощность (МВА)	Кол-во (шт)	Мощность (МВА)
23,0	632,5	59,0	287,7	2 952,0	447,2

Подразделениями ОАО «Нурэнерго» также эксплуатируются так называемые «бесхозные» на сегодняшний день объекты в следующем составе:

ПС 35/6 кВ – 1 шт. (ПС «Беной»);

ВЛ 6-10 кВ – 76 км;

ВЛ-0,4 кВ – 276 км;

ТП-6-10/0,4 кВ – 224/34,4 шт/МВА.

1.1 Повышение надежности электрических сетей ОАО «Нурэнерго»

В 2011 г. в сравнении с 2010 г., по ОАО «Нурэнерго» наблюдалось уменьшение количества технологических нарушений, что связывается с активизацией работы и повышению требований к порядку организации проведения расследования и учета технологических нарушений и приведению его в соответствие с требованиями «Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений на электростанциях и в энергосистемах» (таблица 1).

Таблица 1

Число технологических нарушений вызвавших перерывы в электроснабжении республики

Количество технологических нарушений (аварий)		в том числе с ошибками персонала		Недоотпуск, тыс. кВтч		Экономический ущерб, тыс. руб.		Суммарная длительность технологических нарушений, вызвавших перерыв электроснабжения потребителей, час.	
Год		Год		Год		Год		Год	
2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
95	60	3	2	1207,2	1922,2	1356,5	1306,2	1450,95	743,25

Основной причиной технологических нарушений является:

- изношенность оборудования сетей;
- ложное срабатывание устройств релейной защиты;
- природные и стихийные явления;
- низкая технологическая дисциплина персонала электропотребляющих установок и оборудования осуществляющего деятельность на производственных объектах и учреждениях Чеченской Республики, невысокая (недостаточная) степень квалификации этого персонала;
- несогласованность деятельности строительных организаций и нарушения законодательства в области электроснабжения при проведении строительно-восстановительных и ремонтных работ вблизи воздушных линий электропередач и кабельного хозяйства объектов электроэнергетики ОАО «Нурэнерго» и ГУП «Чечкоммунэнерго».

Таблица 2

Процентное соотношение повреждаемых элементов по подстанциям, кабельным и воздушным линиям электропередачи по классам напряжения

Наименование	Количество	Процентное соотношение, %
Изолятор	7	11,6
Трансформатор (автотрансф.)	2	3,6
Выключатель масляный	7	11,6
ВЛ	32	53,3
КРУ и КРУН	7	11,6
Отказ защит	5	8,3

Таблица 3

Технологические нарушения на электростанциях и в сетях

Период	Количество аварий, всего	Количество аварий в связи с ошибками персонала	Количество инцидентов, всего	Количество инцидентов в связи с ошибками персонала	Недоотпуск электроэнергии (аварии и инциденты), тыс. кВтч	Экономический ущерб (аварии и инциденты), тыс. руб.
январь			7		312,890	219,02
февраль			4		14,230	9,96
март			3	1	136,530	95,57
апрель			1	1	18,650	13,06
май			6		78,790	55,17
июнь			14		235,450	164,21
июль			6		150,440	105,31
август			1		32,400	22,68
сентябрь			1		15,900	11,13
октябрь			4		96,930	29,14
ноябрь			8		413,100	289,17
декабрь			5		416,900	291,83
Итого за год	0	0	60	2	1 922,210	1 306,25

1.2 Электропотребление и электрические нагрузки

В настоящее время на территории Чеченской Республики функционирует один субъект ФОРЭМ - 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 г.г электропотребление республики упало на 730 млн. кВт.ч или на 60 % и в 2000 году составило 460 млн. кВт.ч. С 2001 года наблюдается стабильный рост электропотребления. Среднегодовой рост электропотребления в 2001-2010 г.г. (за 10 лет) составил 18,1%.

Таблица 4

Динамика электропотребления и перетоков электроэнергии в энергосистеме Чеченской Республики

Показатели	Единицы измерения	ГОД											
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 первое полугодие
Поставка электроэнергии (электропотребление)	млн. кВт.ч	460,8	793,0	917,35	1143,7	1325,53	1462,81	1596,47	1758,72	1964,6	2057,7	2123,1	1164
Перетоки электроэнергии													
- Дагэнерго	млн. кВт.ч			426,2	577,8	619,5	680	537,4	360,6	468,7	2057,7	2121,6	238,9
- Ставропольэнерго	млн. кВт.ч			88,4	91,8	129	115,1	124,1	108,5	95	383	473,3	35,9
- Ингушэнерго	млн. кВт.ч			172,6	212,7	206	240,4	239,7	210,1	254,9	73,1	44,5	74,4
- Сев-Кавэнерго	млн. кВт.ч			229,8	261,4	371	427,3	212,7	0	0	163,1	211,1	
МЭС Юга	млн. кВт.ч			0	0	0	0	482,6	1079,5	1146	1438,5	1394,2	814,8
Потери в сетях	млн. кВт.ч				152,1	1059,54	1057,7	980,3	842,8	773,18	759,7	919,0	405,8
Потери в сетях	% от поставок							61,4	47,92	39,36	39,35	43,2	34,7
Полезный отпуск	млн. кВт.ч			120	208,9	299	405,13	616,21	915,9	1188,5	1298,0	1204,1	758,2
Нормативные потери	млн. кВт.ч						307,6	315,7	404,9	451,85	473,3	488,3	267,5

В 2010 году электропотребление на территории Чеченской Республики составило 2123,1 млн. кВт.ч и увеличилось по сравнению с 2009 г. на 65,4 млн. кВт.ч или на 3,2 %. В то же время по сравнению с 2008 г. рост составил 8,1 %, а с 2007 г.- 20,7% Эти данные свидетельствуют о значительном увеличении электрической нагрузки по Чеченской Республике за последние 3 года (таблица 4).

Собственный максимум нагрузки Чеченской энергосистемы в 1997 году составил 261 МВт. За период 1998-2001 г.г. 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 5 приведена динамика изменения электропотребления, собственного максимума нагрузки и числа часов его использования Чеченской энергосистемы в 2007-2010 г.г.

Таблица 5

Нагрузка и показатели режима электропотребления Чеченской энергосистемы в характерные периоды времени года и суток за 2007-2010 г.г.

Наименование режима и показателей	ГОД			
	2007	2008	2009	2010
Зимний режимный день	19.12.2007г.	17.12.2008г.	16.12.2009г.	13.12.2010 г
Максимум нагрузки	361	392	401	372
Минимум нагрузки	259	298	286	258
Летний режимный день	20.06.2007г.	18.06.2008г.	17.06.2009г.	17.06.2010
Максимум нагрузки	151	266	275	265,5
Минимум нагрузки	101	160	174	172
Суточная неравномерность электрической нагрузки (Р _{мин} /Р _{макс}) % графика рабочего дня:				
зима	0,720	0,760	0,713	0,69
лето	0,670	0,601		0,65
Годовая неравномерность электрической нагрузки (Р _{макс. летн} УР _{макс. зимн.}), %	0,418	0,678	0,685	0,71

1.3 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 г.г. 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 г.г. 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 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 ПО кВ - 70,5 МВт;

-от Северо-Осетинской энергосистемы 249,3 МВт, в том числе: по ВЛ 330 кВ - 173,6 МВт, по сети ПО 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.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

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».

Суммарная протяженности ВЛ 35 и 110 кВ, количество и мощность трансформаторов на ПС 35 и 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики на 1.01.2011 г.

Таблица 6

Линии электропередачи	Напряжением		Всего
	110 кВ	35 кВ	
Протяженность ВЛ в одноцепном исчислении, км	1025	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 2006-2010 г.г. в Чеченской энергосистеме введена одна новая ПС 110 кВ № 84 с одним трансформатором мощностью 16 МВА (1-я очередь). 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 (по проекту 25 МВА).

Всего на ПС 110 кВ Чеченской энергосистемы в 2006-2010 г.г. введено 3 трансформатора суммарной установленной мощностью 57 МВА.

В этот же период (2006-2010 г.г.) 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 г.г. 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 2006-2010 г.г. 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 1.01.2011 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.

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 г.г. 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 2010 г. была разделена на три изолированных района, источниками электроснабжения которых являются:

- 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;

Ингушская, Северо-Осетинская и Ставропольская энергосистемы - по ВЛ 110 кВ Плиево - Самашки, Плиево - Ищерская, Моздок - Ищерская (2-е ВЛ) и За-теречная - Ищерская (2-е ВЛ) 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:

- *«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.

«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, 13.12.2010 г. - 80 МВт.

- «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: 13.12.2010 г. - 12 МВт, 16.12.2009 г. - 18 МВт.

«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. 13.12.2010 г. - 40 МВт

ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево, общая протяженность 60,6 км, провод АС-120. В настоящее время по данной ВЛ 110 кВ получает питание ПС Слепцовская («Ингушэнерго») в радиальном режиме. Переток мощности по ВЛ, определялся нагрузкой ПС Слепцовская, не превышал 7 МВт, на 13.12.2010 г. - 13 МВт

Таблица 7

Перетоки мощности по межсистемным ВЛ 330 и 110 кВ Чеченской энергосистемы в режимные сутки зимы и лета за период 2007-2010 г.г. МВт

Наименование	Год			
	2007	2008	2009	2010
1	2	3	4	5
Зима макс, (вечерний) 18 ч.				
ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт (Дагестан)		77,8	21,0	403,4
ВЛ 330 кВ В-ЩС. Осетия) - Грозный		37,5	173,6	-306,9
ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярык-Су (Дагестан)		63,2	70,5	22
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Акташ (Дагестан)		откл.	откл.	50,9
ВЛ 110 кВ Каргалиновская - Кизляр-1 (Дагестан)		9,0	откл.	2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Затеречная (Ставрополь)		23,3	18,2	14
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Моздок-330 (С. Осетия)		113,1	82,7	80
ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Ингушетия)		-5,9	-7,0	-13
ВЛ 110 кВ Самашки - Плиево (Ингушетия)		74,4	42,4	40
Балансовый переток		392,4	401,4	372,2
Зима мин. (ночной провал)				
ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт (Дагестан)		-79,5	-72,4	438

1	2	3	4	5
ВЛ 330 кВ В-ЩС. Осетия) - Грозный		174,4	216,9	-368,9
ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярык-Су (Дагестан)		48,6	48,0	33,5
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Акташ (Дагестан)		откл.	откл.	14
ВЛ 110 кВ Каргалиновская - Кизляр-1 (Дагестан)		7,0	откл.	1
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Затеречная (Ставрополь)		20,8	18,1	12
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Моздок-330 (С. Осетия)		81,7	56,7	58
ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Ингушетия)		-4,8	-4,8	-12
ВЛ 110 кВ Самашки - Плиево (Ингушетия)		49,6	23,3	23
Балансовый переток		297,8	285,8	262,2
		Лето макс. (вечерний) 22 ч.		
ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт (Дагестан)		498,0	453,1	403,4
ВЛ 330 кВ В-П(С. Осетия) - Грозный		-465,0	-384,3	-306,9
ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярык-Су (Дагестан)			54,2	50,2
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Акташ (Дагестан)			51,2	48,2
ВЛ 110 кВ Каргалиновская - Кизляр-1 (Дагестан)		123,0	4,8	6,2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Затеречная (Ставрополь)		-3,0	2,1	-5,4
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Моздок-330 (С. Осетия)		61,0	53,3	37,8
ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Ингушетия)		52,0	-5,1	6,3
ВЛ 110 кВ Самашки - Плиево (Ингушетия)			45,9	26,7
Балансовый переток		266,0	275,2	265,5
		Лето мин. (ночной провал)		
ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт (Дагестан)		476,0	429,0	438
ВЛ 330 кВ В-ЩС. Осетия) - Грозный		-455,0	-384,8	-368,9
ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярык-Су (Дагестан)		73,0	33,2	28,9
ВЛ 110 кВ Гудермес тяг. - Акташ (Дагестан)			29,5	32,1
ВЛ 110 кВ Каргалиновская - Кизляр-1 (Дагестан)			4,2	4,2
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Затеречная (Ставрополь)		-6,0	-5,6	-9,3
2-е ВЛ 110 кВ Ищерская - Моздок-330 (С. Осетия)		41,0	36,8	22,1
ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Ингушетия)		30,0	-4,5	8,7
ВЛ 110 кВ Самашки - Плиево (Ингушетия)			36,0	18,3
Балансовый переток		160,0	173,8	173

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 (суммарно 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 достигала 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.

В составе энергосистемы Чеченской Республики функционируют 26 подстанций 110 кВ. Наиболее загруженными (более 50 % от установленной мощности трансформаторов) в последние годы были ПС 110 кВ: Гудермес (90 %), Шали (88 %), ГРП (70 %), Самашки (70%), Горец (63 %), Аргунская ТЭЦ (61 %), Наурская (55 %). На ПС Южная установлен один трансформатор, который в 2009 г. загружался до 113 %. На ПС Восточная установлены трансформаторы 16 и 25 МВА, нагрузка подстанции в максимум зимнего режимного дня 2009 г. достигала 17,2 МВА. Из приведенных данных видно, что на подстанциях Гудермес, Шали и ГРП требуется увеличение мощности установленных трансформаторов, на ПС Южная - установка второго трансформатора.

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 на ПС 330 кВ Грозный 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.

Напряжение в сети 110 кВ в максимум зимнего режимного дня 2010 года обеспечивалось в пределах 98-113 кВ. Наиболее низкие напряжения имело место на ПС 110 кВ Горец (98 кВ), ГРП Исш (100 кВ), № 84 (101 кВ) и Червленая, Горячесточненская (103 кВ), наибольшее напряжение на шинах 110 кВ ПС Грозный (113 кВ).

2.3 Оценка объемов электрических сетей напряжением 35-110 кВ, требующих проведения реконструкции и технического перевооружения в период до 2016 года

Большинство существующих ВЛ и ПС 35 - 110 кВ в Чеченской энергосистеме были построены и введены в период 1960 - 1980 г.г., таким образом срок их эксплуатации составил 30 лет и более. Значительная часть электросетевого комплекса республики была разрушена в течение боевых действий в период 1994 -1996 г.г. и 1999 - 2000 г.г. на территории Чеченской Республики. В период 2001 -2010 г.г. часть электросетевых объектов были восстановлены, однако из - за большого срока их эксплуатации, в настоящее время требуется выполнить большой объем работ по восстановлению, реконструкции и перевооружению, с заменой морально и физически устаревшего оборудования на современное.

В соответствии со сведениями по ПС и ВЛ 35-110 кВ, которым необходимо проведение технического перевооружения и реконструкции, а также сроками их эксплуатации, потребуется до 2016 г. выполнить следующий объем реконструкции:

- необходимо в период до 2016 года выполнить реконструкцию 281 км ВЛ 110 кВ и 720,6 км ВЛ 35 кВ. Реконструкция ВЛ 35 - 110 кВ в подавляющем большинстве случаев предполагает строительство новой ВЛ по той же трассе с увеличением сечения проводов, замену опор, изоляторов и линейной арматуры;

- в объемах реконструкции и техперевооружения подстанций 35 - 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). Всего в период до 2016 г. потребуется выполнить реконструкцию 14 ПС 110 кВ с вводом 508 МВА трансформаторной мощности и 37 ПС 35 кВ с вводом 335 МВА.

Согласно «Инвестиционной программы 2011-2013 г.г.» ОАО «Нурэнерго» до 2013 г. в плане реконструкции и перевооружения планируется выполнить:

- реконструкция с увеличением сечения провода на трех ВЛ 110 кВ («Аргунская ТЭЦ - Шали», «Ярыксу - Ойсунгур», «Терек тяговая - Червленая»), общей протяженностью реконструируемых ВЛ 102 км;

- реконструкция 32 км двух ВЛ 35 кВ;

- реконструкция 160 км ВЛ 6 - 10 кВ;

- реконструкция 220 км ВЛ 0,4 км;

- реконструкция 7 ПС 110 кВ с вводом 41,3 МВА трансформаторной мощности;

- реконструкция 8 ПС 35 кВ с вводом 28,1 МВА трансформаторной мощности.

3. ПРОГНОЗ УРОВНЕЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В ПЕРИОД ДО 2016 ГОДА

В настоящее время на территории Чеченской Республики крупных потребителей электроэнергии нет. Идёт 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 0,8 млн.т. Добычей нефти и газа в Чеченской Республике занимается ОАО «Грознефтегаз» - дочернее предприятие НК «Роснефть». В первом полугодии 2011 года добыто 408,4 тыс. тонн нефти, что на 26 % ниже показателя аналогичного периода 2010 (552,1 тыс. т). По

сравнению с аналогичным периодом прошлого года произошло снижение добычи нефти на 144 тыс. тонн.

Добыча газа составила 175,4 млн.м³. , что составляет 65,8% от уровня первого полугодия 2010 г. (рис. 2). По сравнению с 2010 г. добыча газа снизилась на 91,2 млн. м³.

В рамках программы «Социально-экономического развития Чеченской Республики на 2008-2012 годы» 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.кв.м, национального музея (3,6 тыс.кв.м) и Государственного Русского драмтеатра им. Лермонтова (4,8 тыс. кв. м). 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 сдан в эксплуатацию спортивный стадион им. А. Кадырова на 30 тыс. (первая очередь спортивного комплекса) мест. Общая электрическая нагрузка всего комплекса составит 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 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 г.» 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 «Центороевский» 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.м³ переработки газа в год. В настоящее время завершается процесс регистрации завода. Ещё один завод такой же мощности намечается к строительству в Брагунах.

НК «Роснефть» в Заводском районе г. Грозного планирует построить новый НПЗ мощностью 1 млн.т нефтепереработки в год. Строительство начато в 2011 году, а пуск в эксплуатацию в 2013 году. Электрическая нагрузка завода предварительно 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 железобетонных 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, а также «Лада-Приора» 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 городах Гудермесе, Урус-Мартане, Надтеречном и Ачхой-Мартановском районах. В Грозном строится Дом радио общей площадью 4,62 тыс.кв.м 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 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 СЮКД 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 Серновод-екая. На 2-х станциях планируется организовать грузовые дворы.

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

Правительство Чеченской Республики поставило задачу воссоздать всесезонную, в том числе горнолыжную, туристическую индустрию в 3-х районах: Итум-Калинском, Введенском 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, вертолётную 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, Введенском и Гудермесском районах - лечебные источники. Здесь есть потенциал для строительства заводов по розливу минеральных вод и создания санаториев.

В Приложении 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 2016 г.

Спрос на электроэнергию и мощность определены в рамках выполняемой работы на основании планируемого социально-экономического развития республики, поданных заявок потребителей на технологическое присоединение их нагрузок к энергосистеме.

Прогнозируемые показатели электропотребления, максимума нагрузки и режима электропотребления Чеченской энергосистемы на перспективу до 2016 года приведены в таблице 8.

Электропотребление Чеченской энергосистемы в 2016 году может составить 2466 млн.кВт.ч при среднегодовом темпе роста в 2011-2016 г.г. 2,5%, а максимум нагрузки - 498 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 г.г. 2,0 %, а максимум нагрузки - до 539 МВт при среднегодовом темпе роста 2,0 %.

Таблица 8

Электропотребление, максимум нагрузок и число часов его использования Чеченской энергосистемы на перспективу до 2016 года

Наименование показателей	Отчет				Прогноз					Примечания
	Год									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Электропотребление, млн.кВт.ч	2004	2089	2205	2235	2279	2324	2371	2418	2466	
Темпы изменения, % в год	12,3	4,2	9,4	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Максимум нагрузки, МВт	414	416	437	452	461	470	479	489	498	
Темпы изменения, % в год	11,9	0,5	5,0	3,4	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	
Число часов использования максимума нагрузки, час	4840	5020	5045	5070	5100	5140	5165	5173	5180	

Таблица 9

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

№ п/п	Наименование подстанций	Состояние на 01.01.2011 г.				Расчетные величины на 2016 год		
		Мощность транс-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 трансформаторов, МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/10 кВ Щелковская	2 x 10	5,6	5,9	-	-	5,9	2 x 10
2.	ПС 110/35/10 кВ Ищерская	1 x 10, 1 x 16	18,6	19,5	5,3 (ПС 35 кВ Горская 3, Горская 1, Калаус) на новую ПС 110 Горская 3	-	14,2	2 x 25
3	ПС 110/35/10 кВ Наурская	2 x 16	17,6	18,5	-	-	18,5	2 x 16
4	ПС 110/35/10 кВ Червленая	2 x 6,3	2,2	2,4	-	-	2,4	2 x 6,3
5	ПС 110/35/6 кВ Горячесточненская	2 x 16	7,3	7,7	-	-	7,7	2 x 16
6	ПС 110/35/10 кВ Каргашиновская	1 x 10	4,8	5,0	-	-	1,3	2 x 10

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	2 x 25	31,5	33,1	-	1,7- Чеченмелиоводхоз (ПС35 кВ Урус- Мартан)	34,8	2 x 25 (при условии строительства в 2015-2016 г. в районе новой ПС 110 кВ)
9	ПС 110/35/10 кВ Самашки	2 x 16	22,5	23,6	12,4 (ПС 35 кВ Ассиновская, Ачхой- Мартан и Катыр- Юрт) на новую ПС 110 Ачхой-Мартан			
10	ПС 110/35/10 кВ Восточная	1 x 25, 1 x 16	17,2	18,1	Спорт комплекс им. А.Х. Кадырова-	-	11,2	2 x 25
11	ПС 110/35/10 кВ Октябрьская	1 x 16	13,5	14,1	7,1 –на новую ПС 110 кВ Восточная 2	-	7,0	2 x 16
12	ПС 110/35/10 кВ Северная	2 x 25	28,9	30,3	10,0 – на новую ПС 110 кВ Комсомольская	2,2 -МиниБанк,4,5 – «Грозный Сити»	27,0	2 x 40
13	ПС 110/10 кВ Холодильник	1 x 25	8,8	9,3	-	-	9,3	2 x 25
14	ПС 110/10 кВ Южная	1 x 16	18,2	19,1	-	3,0 –Респуб. Больница, 4,5 –Грозный Сити»	26,6	2 x 25
15	ПС 110/35/10 кВ ГРП	1 x 16, 1 x 25	29,0	30,5	-	2,5-кирлич. 3-д, 1,6 стекольный и консерви. з-д, 5,4 – ВНС-9	40,0	2 x 25 (при условии перевода части нагрузки на ПС №84 и Горец при отключ. одного трансформатора)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ПС 110/35/10 кВ Ойсунгур	1 x 16, 1 x 25	49,6	52,1	9,1 (ПС35 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- Акватарк, 1,1 консервный завод (ПС 35 кВ Медтехника)	17,0	2 x 25
18	ПС 110/35/6 кВ Цементзавод	2 x 25	19,7	20,7	-	4,0 ПКФ «Казбек»	24,7	2 x 25
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 строительства до 2017 г. ПС 110 кВ Шали 2)
20	ПС 110/10 кВ №84	1 x 16	15,6	16,3	-	3,9 – Грозненский газоперерабатывающий завод	20,2	2 x 16
21	ПС 110/35/10 кВ Аргунская ТЭЦ	2 x 16	19,5	20,5	-	6,5-сахарный завод, 1,7-комбинат	29,7	2 x 16

						стройматериалов		
22	ПС 110/35/10 кВ Консервная	2 x 16	16,3	17,1	4,0 – на новую ПС 110 кВ Комсомольская	-	13,1	2 x 10
23	ПС 110/6 кВ АКХП	1 x 10	2,2	2,3	-	-	2,3	2 x 10
24	ПС 110/27,5/10 кВ Ищерская тяг.	1 x 25	-	-	-	-	-	2 x 25
25	ПС 110/35/27,5 кВ Терек тяг.	2 x 25	-	-	-	-	-	2 x 25
26	ПС 110/27,5/10 кВ Гудермес тяг.	1 x 40	-	-	-	-	-	1 x 40, 1 x 25
27	ПС 110/35/10 кВ Восточная 2	-	-	-	-	-	7,1 пер с ПС Октябрьская	2 x 25
28	ПС 110/10 кВ Гудермес -Сити	-	-	-	-	11,7 +10,0 **	21,7	2 x 25
29	ПС 110/6 кВ ГНПЗ	-	-	-	-	21,6	21,6	2 x 25
30	ПС 110/35/10 кВ курчалой	-	-	-	-	9,1 (ПС 35 кВ Бачи-Юрт, курчалой) пер. с ПС Ойсунгур	9,1	2 x 16
31	ПС 110/35/10 кВ Ачхой Мартан	1 x 4, 1 x 3,2 (сущ. ПС 35 кВ)	1,0	1,1	-	4,2 (ПС 35 кВ Ассиновская и Катгыр-Юрт) пер. с Самашки)	12,4	2 x 16
32	ПС 110/35/6 кВ Горская 3	1 x 1,8 (сущ. ПС 35 кВ)	1,0	1,1	-	4,2 (ПС 35 кВ Горская 1, Калаус) пер. с ПС 110 кВ Ищерская	5,3	2 x 16
33	ПС 110/35/10 кВ Гудермес 2	-	-	-	-	15,3 –пер. с ПС Гудермес гор.	15,3	2 x 25
34	ПС 110/10 -10 Комсомольская	-	-	-	-	10-пер. с ПС Северная, 4,0 – пер. с ПС Консервная	14,0	2 x 25
35	ПС 35/10 кВ Урус-Мартан 1	2 x 4	8,9	11,7	-	-	11,7	2 x 6,3

*) – мощность трансформаторов с учетом генерации на шины 10 кВ

**) – перспективный рост нагрузки в последующий период после 2015 г.

4. РАЗВИТИЕ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПЕРИОД ДО 2016 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 до 50 МВт и строительства Грозненской ТЭС мощностью 400 МВт. Ввод мощности Аргунской ТЭЦ определен в 2013 г., на Грозненской ТЭС - 1-го энергоблока ПГУ-200 (Т) в связи со строительством нового НПЗ необходимо запланировать на 2016 г. При этом требуется разработать комплекс программных мероприятий связанных с увеличением числа промышленных предприятий и объектов социальной сферы использующих для своих нужд водяной пар. Такую же работу необходимо провести и в г. Аргуне.

В рамках реализации инвестиционного проекта «Восстановление и реконструкция ТЭЦ 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.

Прогноз потребления электрической энергии по Чеченской Республике в 2011 - 2016 гг.

	Город, район	Мощность, кВт						Суммарная мощность, кВт
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	г. Грозный,							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	- строительство завода по производству и сборке электробытовой техники		1200					
	- строительство Грозненской ТЭС							
	Строительство нефтеперерабатывающего комплекса (1,0 млн. тонн нефти в год)				20000			
	- строительство Грозненского цирка		1500					
	- строительство спортивного комплекса им. Первого Президента Чеченской Республики А.А. Кадырова.	3200						
	- застройка набережной реки Сунжа в центральной части г. Грозного		7900					
	Строительство международного ипподрома		1700					
	Жилищное и гражданское строительство		300	300	300	300	300	
	Спальный корпус Республиканской школы-интерната для слепых и слабовидящих			250				
	Комплексная застройка площадки по бульвару С.Дудаева			100				
	Строительство туристического кемпинга					650		
	Республиканский реабилитационный центр для детей - инвалидов семейного типа					400		
	Комплексная застройка площадки по бульвару С.Дудаева					100		
2	г. Аргун							21740

	<i>планируемые потребители э/э:</i>			500		1000		
	- проектирование и строительство автомобильного завода							
	Жилищное и гражданское строительство					100	100	100
	Строительство мечети			600				
	ГУП "ДСК ЧУС"				650			
	ГУП "АКСМ и СИ"					1000		
	Физкультурно-спортивный комплекс						200	
	Аргунский мясокомбинат							270
	Очистные сооружения				220			
	Жилые индивидуальные дома в новом поселке	2500	2500	2500	2500	2200	2200	
	Строительство завода по производству обуви				120			
	Строительство 3-х детских садов				9			
	Строительство жилого комплекса						30	
	Строительство многоэтажных жилых домов						90	
	Строительство мечети			600				
	ГУП "ДСК ЧУС"				650			
	ГУП "АКСМ и СИ"					1000		
	Физкультурно-спортивный комплекс						200	
	Мусороперерабатывающий завод							
	Аргунский мясокомбинат							270
	ГУП "АЗЖБИ"							
	ГУП "АЗЖБИ и К"							
	Очистные сооружения				220			
	Жилые индивидуальные дома в новом поселке	2500	2500	2500	2500	2200	2200	
3	Ачхой-Мартановский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Жилищное и гражданское строительство					200	200	200
								600

	Строительство минимум 6 детских садов в с. Ачхой-Мартан			9		9		
	Строительство 3 детских садов в с. Валерик			9				
	Строительство 4 детских садов в с. Катыр-Юрт			36				
	Строительство 3 детских садов в с. Самашки							
	Строительство животноводческого комплекса					160		
	Строительство мини-завода по переработке мяса животных и птицы					50		
	Строительство детского сада в с. Хамби-Ирзи					8,3		
	Строительство 2 школ в с. Катыр-Юрт					9,8		
	Строительство современного дома культуры в с. Ачхой-Мартан					9,2		
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с. Самашки					5,2		
4	Надтеречный район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство здания центральной районной больницы на 500к/мест с поликлиникой на 500 посещений в смену в с.Надтеречное		131					
	Строительство птицеводческой фабрики на базе ГУП винхоз «Надтеречный» в с.Надтеречное			120				
	Строительство стекольного завода в с.Бено-Юрт			25				
	Строительство птицеводческой фабрики на базе ГУП винхоз «Надтеречный» в с.Надтеречное			120				
	Строительство животноводческого комплекса КРС в с.Комарово ГУП госхоз «Горагорский»			60				
	Строительство животноводческого комплекса на В с.Зебир-Юрт ГУП госхоз «Зебир-Юртовский»			30				
	Строительство здания врачебной амбулатории в с. Верхний-Наур			15,2				
	Строительство здания ФАП-20 посещений в с.Комарово			2,5				
	Строительство детского сада в с.Надтеречное			8,3				
	Строительство детского сада в п.Горагорский			8,3				
	Строительство школы в с. Надтеречное			12,4				

	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с. Гвардейское			5,2				
	Строительство завода не рудных материалов в с. Комарова					20		
	Строительство здания участковой больницы в с. Горагорское					26,3		
	Строительство детского сада в с. Знаменское					8,3		
	Строительство детского сада в с. Калаус					8,3		
	Строительство здания с. Надтеречное межшкольного учебно-производственного комбината					9,5		
	Строительство современного дома культуры в с. Бено-Юрт					7,6		
5	Грозненский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство цехов по переработке мяса птицы во всех крупных населенных пунктах				60	60	60	
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с. Чечен-аул			5,6				
	Строительство спортивного комплекса в с. Старые Атаги			5,6				
	Строительство хлебокомбината в с. Алхан-Кала					25		
	Строительство животноводческого комплекса на базе ГУП госхоза «Заря» в с. Чечен-аул					120		
	Строительство здания участковой больницы в п. Гикало					23,1		
	Строительство здания ФАП в с. Садовое					3,5		
	Строительство здания ФАП в с. Терское					3,5		
	Строительство детского сада в с. Алхан-Кала					8,3		
	Строительство детского сада в с. Пролетарское					8,3		
	Строительство детского сада в с. Первомайское					8,3		
	Строительство школы в с. Комсомольское					9,8		
	Строительство школы в с. Старые Атаги					10,2		
	Строительство здания Алхан-Калинского межшкольного учебно-производственного комбината					6,5		

	Строительство современного дома культуры в с.Кень-Юрт					7,6		
	Строительство современного дома культуры в с.Петрапавловское					7,6		
	Строительство современного дома культуры в с.Пригородное					7,6		
	Жилищное и гражданское строительство					10		
6	Гудермесский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство Гудермесского опытно-экспериментального завода «Автоматстрой»					750		
	г. Гудермес							
	Гудермес-Сити	25000	25000	2000	2000			
	Очистные сооружения "ГУП "Чечводоканал"					2200		
	Центральная районная больница			10000				
	ООО "Айсберг"		2000					
	Водозабор "Джалкинский"						1700	
	Аквапарк им. З.А. Кадырова	1000						
	ГУП Гудермесский завод "Мединструмент"			2000				
	Новые участки под ИЖС	2000	2000	2000	2000	2000	5000	
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в г.Гудермес			5,6				
	Строительство животноводческого комплекса на базе ГУП госхоза Кошкельдинский					110		
	Строительство мини-завода по переработке мяса животных и птицы в с. Кошкельды					50		
	Строительство 2-ух детских садов в с.Джалка					8,3		
	Строительство 2-ух детских садов в с.Комсомольское					8,3		
	Строительство 2-ух детских садов в с.Н.Нойбер					8,3		
	Строительство 2-х школ в г.Гудермес					9,8		
	Строительство школы в с.Кошкельды					9,8		
	Строительство современного городского дома культуры в г.Гудермесе					7,6		

	Строительство современного дома культуры в с.Кади-Юрт					7,6		
	Гудермес-Сити	25000	25000	2000	2000			
	Очистные сооружения "ГУП "Чечводоканал"					2200		
	Центральная районная больница			10000				
	ООО "Айсберг"		2000					
	Водозабор "Джалкинский"						1700	
	Аквапарк им. З.А. Кадырова	1000						
	Водозабор "Месторождение Энгельюртовское"							
	ГУП Гудермесский завод "Мединструмент"			2000				
	Новые участки под ИЖС	2000	2000	2000	2000	2000	5000	
7	Урус-Мартановский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство кирпичного завода в г. Урус-Мартане				160			
	Строительство цеха по переработке мяса животных и птицы в г.Урус-Мартане					120		
	Строительство больницы в г. Урус-Мартан			23,1				
	Строительство здания районной детской библиотеки в г.Урус-Мартане			3,5				
	Строительство кирпичного завода в г. Урус-Мартане					160		
	Строительство животноводческого комплекса на базе ГУП госхоза «Мартан-Чу»					30		
	Строительство животноводческого комплекса КРС в с.Рошни-Чу					30		
	Строительство участковой больницы в с. Гойты					12,3		
	Строительство поликлиники в г.Урус-Мартане					18,6		
	Строительство детских садов в с.Гойты					8,3		
	Строительство детского сада в с.Шалажи					8,3		
	Строительство Дома культуры в с. Гехи					7,6		
8	Шалинский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							

	Строительство животноводческого комплекса молочного стада на базе ГУП госхоза «Автуринский»				60		
	Строительство детского сада в г.Шали			8,3			
	Строительство современного городского дома культуры в г.Шали			7,6			
	Строительство животноводческого комплекса на базе ГУП госхоза «Джалка»				30		
	Строительство минимум шести детских садов в г.Шали (вместимостью минимум на 1000 мест)				8,3		
	Строительство детского сада в с.Сержень-Юрт				8,3		
	Строительство 4-ех детских садов в с.Автуры общей вместимостью				9		
	Строительство 3-ёх детских садов в с.Герменчук общей вместимостью				12		
	Строительство 3 детских садов в с.Новые Атаги общей вместимостью				8		
	Строительство 3-ёх детских садов в с.Чир-Юрт общей вместимостью				8		
	Строительство школы в г. Шали				9,8		
	Строительство школы в с.Мескер-Юрт				9,8		
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с.Новые-Атаги				5,6		
	Строительство современного дома культуры в с.Герменчук				7,6		
	Строительство современного дома культуры в с.Мескер-Юрт				7,6		
9	Курчалоевский район						
	<i>планируемые потребители э/э:</i>						
	Строительство асфальтобетонного завода в с. Курчалой				650		
	Строительство кирпичного завода в с.Бачи-Юрт					220	
	Строительство ПТФ на базе ГУП госхоза «Центароевский»				120		
	Строительство детского сада в с. Гелдаган			8,3			
	Жилищное и гражданское строительство			20			
	Строительство сушильного пункта в с.Курчалой (переработка плодов, овощей и лекарственных трав)					80	
	Строительство МТФ на базе ГУП госхоза «Центароевский»					60	

	Строительство мини-завода по переработки мяса животных и птицы в с. Аллерой					30		
	Строительство ФАП в с. Майртуп					3,5		
	Строительство 5 детских садов в с. Бачи-Юрт					20		
	Строительство 5 детских садов в с. Цоци-Юрт					8		
	Строительство детского сада в с. Акхинчу-Борзой					8,3		
	Строительство 4 детских садов в с. Майртуп					8		
	Строительство СОШ в с.Майртуп					9,8		
	Строительство СОШ в с.Ники-Хита					8,2		
	Строительство СОШ в с.Бачи-Юрт					9,8		
	Строительство Дома культуры в с.Гелдаган					7,6		
	Строительство Дома культуры в с. Эникали					7,6		
	Строительство Дома культуры в с. Джагларги					7,6		
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с.Бачи-Юрт					5,6		
10	Ножай-Юртовский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство сушильного пункта в с.Ножай-Юрт (переработка плодов, овощей и лекарственных трав)			80				
	Жилищное и гражданское строительство	20	20	20	20	20	20	
	Строительство СОШ с.Айти-Мохк			9,8				
	Строительство здания библиотеки в с.Ножай-Юрт			5,2				
	Строительства мясокомбината в с.Галайты					30		
	Строительство 5 детских садов в с.Беной					20		
	Строительство 2-ух детских садов в с.Байтарки					8		
	Строительство 4 детских садов в с. Мескеты					8,3		
	Строительство детского сада в с. Даттах					8,3		
	Строительство детского сада в с.Энгеной					8,3		

	Строительство СОШ в с.Зама-Юрт					7,2		
	Строительство Дома культуры в с. Зама-Юрт					5,2		
	Строительство Дома культуры в с. Корен-Беной					5,2		
	Строительство здания библиотеки в с. Беной-Ведено					3,2		
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с.Беной					5,6		
11	Шатойский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство кирпичного завода в с.Б.Варанды			120				
	Строительство кирпичного завода в с.Б.Варанды			80				
	Строительство омшаников для зимовки пчел в с.Хаккой, с. Хал-Килой			25				
	Строительство здания детского сада в с. Памятой			30				
	Строительство школы в с. Нихалой			15				
	Строительство сельского клуба, библиотеки в с.Нихалой			20				
	Строительство животноводческого комплекса в с.Хаккой					30		
	Строительство мини-завода по переработке мяса животных и птицы в с.Хаккой					30		
	Строительство нового здания ФАП в с.А.Шерипова					10		
	Строительство здания детского сада в с. Улус-Керт					15		
	Строительство школы в с. Вашендарой					25		
	Строительство современного дома культуры в с. Шатой					50		
	Строительство сельского дома культуры, библиотеки в с.Шаро-Аргун					20		
	Жилищное и гражданское строительство					10		
12	Наурский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Жилищное и гражданское строительство	50	50	50	50	50	50	
	Строительство здания участковой больницы на 100 коек в ст. Ищерская			30				
	Строительство здания врачебной амбулатории в ст. Савельевская			15				

	Строительство здания врачебной амбулатории в с. Новое-Солкушино			15			
	Строительство здания ФАП-15 посещений в с.Кречетово			5			
	Строительство здания ФАП-20 посещений в с.Постное			6			
	Строительство школы в ст.Савельевская			60			
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с.Рубежное			20			
	Строительство завода по производству кирпича в с.Алпатово					120	
	Строительство детского здания детского сада в ст.Савельевская					40	
	Строительство школы в с.Чернокозово					50	
	Строительство школы в с.Юбилейное					30	
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с.с.Алпатово					20	
	Строительство современного дома культуры в ст.Наурская					20	
13	Шелковской район						
	<i>планируемые потребители э/э:</i>						
	Строительство школы в ст.Червленая					150	
	Строительство здания школы в ст.Гребенская						120
	Строительство здания ФАП-15 посещений в п.Парабоч			5			
	Строительство здания ФАП-15 посещений в с.Воскресеновское			5			
	Строительство школы в ст.Шелковская			50			
	Строительство музыкально-художественной школы в ст.Червленая;			25			
	Строительство цеха по переработке кожевенного сырья в ст.Шелковская					25	
	Строительство здания детского сада в ст.Старо-Щедринская					10	
	Строительство здания детского сада-ясли в ст.Курдюковская					10	
	Строительство здания детского сада-ясли в ст.Ново-Щедринская					10	
	Строительство школы в с.Коби					100	
	Строительство школы в ст.Червленая					100	
	Строительство современного дома культуры в ст.Шелковская					50	

	Строительство дворца школьников в ст.Шелковская					20		
	Жилищное и гражданское строительство					20		
14	Веденский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство кирпичного завода			120				
	Жилищное и гражданское строительство	50	60	65	60	50	90	
	Строительство хлебозавода в с.Ведено			40				
	Строительство детского сада в с.Ведено			20				
	Строительство детского сада в с.Махкеты			20				
	Строительство детского сада в с.Гуни			20				
	Строительство детского сада в с.Сельментаузен			20				
	Строительство завода по переработке семян злаковых					40		
	Строительство животноводческого комплекса в с.Ведено					50		
	Строительство нового здания районной центральной библиотеки в с.Ведено					30		
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с.Ведено					15		
	Строительство канатной дороги к комплексу «Казеной - Ам» с.Хой для развития горнолыжного туризма					80		
15	Сунженский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство санатория «Серноводск» в с.Серноводск	450						
	Строительство водолечебницы в с.Серноводск		630					
	Строительство камнеобрабатывающего завода в с.Ассиновская			200				
	Строительство мини-цеха по переработке молочной продукции в с.Серноводск			20				
	Строительство завода по производству преформы в с.Серноводск			100				
	Строительство тепличного комплекса в с.Ассиновская			120				
	Строительство молзавода в с. Ассиновская					40		

	Строительство мини завода по производству кирпича в с.Ассиновская					60		
	Строительство птицефабрики в с.Серноводск					60		
	Строительство мини-завода по переработке мяса животных и птицы в с.Ассиновская					40		
	Строительство центральной районной больницы в с.Серноводск					250		
	Строительство детского сада в с.Серноводск					20		
	Строительство современного дома культуры в с.Ассиновская					50		
	Жилищное и гражданское строительство					70		
16	Итум-Калинский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство хлебозавода в с. Итум-Кали				120			
	Строительства базы отдыха и туризма в с.Ведучи со строительством канатной дороги						3000	
	Жилищное и гражданское строительство				40	40	40	
	Строительство животноводческого комплекса в с.Тазбичи		40					
	Строительство ФАПа в с.Гухой					10		
	Строительство ФАПа в с.Гучум-Кали					10		
	Строительство спортивного зала общего пользования в с. Тазбичи					25		
	Строительство спортивного зала общего пользования в с. Ушкалой					25		
17	Шаройский район							
	<i>планируемые потребители э/э:</i>							
	Строительство убойного цеха с морозильными камерами до 400т.мяса и мясопродуктов в с.Шарой						120	
	Строительство «Шаройской птицефабрики»					100		
	Жилищное и гражданское строительство				22	30	30	
	Строительство участковой больницы в с.Кенхи		40					
	Строительство современного районного дома культуры в с. Шарой		40					
	Строительство хлебозавода в с.Кенхи					20		

	Строительство детского сада в с.Шарой					10		
	Строительство многофункционального спортивного комплекса в с. Химой					40		
18	Дополнительные мощности по Чеченской Республике							
	Реконструкция (восстановление) жилья, разрушенного в результате разрешения кризисной ситуации в Чеченской Республике					300		
	Новое социальное жилищное строительство				9000	2000		
	Строительство и модернизация котельных г. Грозный, Чеченская Республика				100	100		
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений в г. Аргун, Чеченская Республика				50	50		
	Строительство очистных сооружений в г. Аргун, Чеченская Республика				400			
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений и водопроводных сетей Грозненского района Чеченской Республики					60	60	
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений Урус-Мартановского района Чеченской Республики					50	50	
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений в пос. Чири - Юрт, Чеченская Республика						50	
	Строительство очистных сооружений Гудермесского района Чеченской Республики						60	
	Реконструкция (восстановление) жилья, разрушенного в результате разрешения кризисной ситуации в Чеченской Республике					300		
	Новое социальное жилищное строительство					9000	2000	
	Строительство и модернизация котельных г. Грозный, Чеченская Республика					100	100	
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений в г. Аргун, Чеченская Республика					50	50	
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений и водопроводных сетей Грозненского района Чеченской Республики					60	60	
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений Урус-Мартановского района Чеченской Республики					50	50	
	Реконструкция и строительство водозаборных сооружений Шалинский района Чеченской Республики					50	50	

Реконструкция и строительство водозаборных сооружений в пос. Чири - Юрт, Чеченская Республика						50	
Строительство очистных сооружений в . Аргун, Чеченская Республика					400		
Строительство очистных сооружений Гудермесского района Чеченской Республики						60	
Строительство и модернизация котельных Гудермесского района					20	12	
Строительство и модернизация котельных Ачхой-Мартановского района						25	
Строительство и модернизация котельных г. Аргун					50	50	
ИТОГО:	64750	78191	41623,5	47662	32282,9	25417	289926,4

В декабре 2009 г. Евразийский банк развития (ЕАБР) принял решение выделить ОАО «Аргунэнерго» кредит в размере 2,98 млрд. руб. на дальнейшую реализацию инвест-проекта. 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. 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 9 приведены основные технико-экономические показатели каскада Аргунских ГЭС.

В плане развития гидроэнергетики на территории Чеченской Республики имеются также инвестиционные проекты строительства мини ГЭС на Промышленном канале и Чернореченском водохранилище общей мощностью 9 МВ.

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 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.

Всего в период до 2020 года в «расчётном» варианте предполагается ввести 250 МВт генерирующих мощностей.

В «оптимистическом» варианте в период до 2020 года предполагается ввести 916 МВт, в том числе: до 2015 года - 270,5 МВт, в период 2016-2020 г.г. - 645,5 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). Ввод мощности каскада Аргунских ГЭС в «расчетном» варианте предусматривается за 2020 г.

В данной работе разработаны балансы мощности и электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2016 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 ТЭС в размере 30 МВт. Ветропарк учтён 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 ТЭС принято в размере 6000 часов в год, а Грозненской ТЭС - 5500 часов в год.

Балансы мощности и электроэнергии Чеченской энергосистемы в период до 2016 года приведен в таблице 11.

Таблица 11

Технико - 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	Итум-Калинская	Зоны	Нихалойская	Кокадойская	Всего	Химойская	Шаро-Аргунская	Нежилой-ахская	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

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 «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 тепловых электростанций 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.

Таблица 12

Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской энергосистемы в период до 2016 года

Наименование	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2011-2015г.	2016г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Аргунская ТЭЦ	-	-	-	50	-	-	50	-
2. Грозненская ТЭС	-	-	-	-	-	200	200	200
ВСЕГО:	-	-	-	50	-	200	250	200

Таблица 13

Баланс мощности Чеченской энергосистемы в период до 2016 года

Наименование показателей	2009г. отчет	2010г. отчет	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
I. Потребность								
Электропотребление, млн. кВт.ч	2088,5	2205	2235	2279	2324	2371	2418	2466
Максимум нагрузки	416	437	452	461	470	479	489	498
Резерв мощности	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого потребность	416	437	452	461	470	479	489	498
II. Покрытие								
Установленная мощность электростанций, всего			6	6	6	6	6	6
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ	-	-	6	6	6	6	6	6
(НС-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разрывы мощности, всего	-	-	-	-	-	-	-	-

в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая мощность электростанций, всего			6	6	6	6	6	6
в том числе: ГЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ	-	-	6	6	6	6	6	6
ВЭС	-	-	-	-	-	-	-	-
Недоиспользование мощности	-	-	-	-	-	-	-	-
Используемая в балансе мощность	-	-	6	6	6	6	6	6
Избыток (+), дефицит (-)	-416	-437	-446	-455	-464	-473	-483	-492

5 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В ПЕРИОД ДО 2016 ГОДА

5.1 Расчетные электрические нагрузки подстанций 35 и 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 2.1. 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 ПО 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 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 вышперечисленной информации определены расчётные электрические нагрузки действующих подстанций и новых подстанций 35 и 110 кВ, строительство которых потребуется осуществить в период до 2016 года.

В таблице 12 показаны основные составляющие, из которых складывается максимальная нагрузка существующих и новых подстанций 110 кВ на расчетном этапе 2016 года и в соответствии с расчетной максимальной нагрузкой подстанций даны рекомендации по мощности трансформаторов в 2016 г.

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

за исходную принята нагрузка подстанций в максимум режимного дня 16.12.2009г.;

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 14 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 2016 г. При определении нагрузок подстанций 110 кВ, приведенных в таблице 14, для нагрузок новых потребителей (кроме ГНПЗ) применялся коэффициент их попадания в максимум нагрузки энергосистемы равный 0,9.

Таблица 14

Расчетные нагрузки подстанций напряжением 110 кВ в максимум энергосистемы Чеченской Республики на 2016 г.

Наименование ПС	17.12.2009 г.* (отчет)		16.12.2010 г.* (отчет)		2016 г. (прогноз)			
	Р _{наг}	Q _{наг}	Р _{наг}	Q _{наг}	Р _{наг}	Q _{наг}	Р _{ген}	Q _{ген}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Грозный-330(шины 110кВ)с.ы.	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	и
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		

Червленная	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		
Ал патово	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		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Восточная-2					6,9	1,8		
Курчалой					8,2	3,9		
Ачхой-Мартан					ИЗ	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 15

Расчетная нагрузка и показатели режима электропотребления Чеченской энергосистемы в характерные периоды времени года и суток за 2009-2010 г.г. и на 2016 год.

Наименование режима и показателей	2009 г.	2010 г.	2016 г.
Зимний режимный день	17.12.2008г.	16.12.2009г.	прогноз
Максимум нагрузки	392	401	498
Минимум нагрузки	298	286	357
Летний режимный день	18.06.2008г.	17.06.2009г.	прогноз
Максимум нагрузки	266	275	356
Минимум нагрузки	160	174	228
Суточная неравномерность электрической нагрузки (Р _{мин} /Р _{макс}) % графика рабочего дня			
зима	0,760	0,713	0,73
лето	0,601	0,633	0,64
Годовая неравномерность электрической нагрузки (Р _{макс.летн.} /Р _{макс.зимн.}),%	0,678	0,685	0,728

Расчеты для 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 Чирчюртовского 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.

В «Программу развития электроэнергетики ЧР до 2016 года», необходимо включить строительство в черте г. Грозного и г. Гудермес в части обеспечения надежным электроснабжением приоритетных объектов:

1) строительство подстанции 330 кВ мощностью 500 МВА (г. Гудермес), с питающими линиями;

2) выполнение реконструкции на существующих в черте г. Грозного подстанциях 110 кВ с увеличением их мощностей до:

- ПС «Южная» до 50 МВА (2 тр-ра по 25 МВА);

- ПС «Восточная» до 50 МВА (2 тр-ра по 25 МВА);

- ПС «Консервная» до 50 МВА (2 тр-ра по 25 МВА);

3) строительство дополнительно 2-х подстанций 110 кВ в г. Грозном установленной мощностью по 50 МВА;

4) строительство 2-х подстанций 110 кВ в г. Гудермес установленной мощностью по 50 МВА;

5) выполнить реконструкцию существующих ЛЭП-110 кВ с увеличением их пропускной способности до необходимых параметров и строительство новых ЛЭП-110 кВ для передачи мощности от планируемой к строительству ПС-330 кВ к новым ПС-110 кВ.

1) Создание дополнительных центров питания:

- строительство подстанции 330 кВ в Восточной части ЧР;

2) Приведение действующих подстанций 110 и 35 кВ в соответствие с требованиями надежности:

- укомплектование подстанций современным оборудованием;

- обеспечение мощностей трансформаторов с учетом роста потребления по районам Республики;

- Строительство новых подстанций 110 и 35 кВ;

3) Увеличение пропускной способности ВЛ-110 и 35 кВ, с учетом возможности резервирования:

- кольцевание сетей 110 кВ:

а) п/с «Ищерская»- п/с «Наурская»- п/с «84»- п/с «ГРП» - п/с «Самашки» - п/с «Плиево»;

б) п/с «Каргалиновская»- п/с «Шелковская»- п/с «Гудермес-Тяговая»- п/с «Гудермес-Город» - п/с «Ойсунгур»;

в) п/с «Г-330»- п/с «Аргунская ТЭЦ»- п/с «Гудермес-Тяговая» - п/с «Шали» - п/с «Цемзавод» - п/с «Г-330» - п/с «ГРП» - п/с «Северная» - п/с «Восточная».

Таблица 16

Перечень объектов требующих реконструкции и нового строительства на период до 2016 года.

№ п/п	Наименование объекта	Планируемые мероприятия	Год ввода	Ожидаемый эффект
1	2	3	4	5
1	п/с 330 кВ	Строительство новой подстанции в Восточной части ЧР в Гудермесском районе	2013-2015	Обеспечит надежное электроснабжение быстроразвивающегося региона, закроет проблему недостатка мощности, снижение потерь э/э и т. д.
2	п/с «Грозный - 330»	Ввод в строй третьего автотрансформатора и восстановлением всех присоединений 110 кВ	2011	Решается проблема недостатка мощности на территории ЧР.
3	п/с 110 кВ «Курчалой»	Строительство новой подстанции 110/35/10 кВ в западной части с. Курчалой с питанием по 110 кВ от п/с «Шали» и п/с «Ойсунгур»	2012-2013	Решается проблема недостатка мощности существующей подстанции 35 кВ, разгружается п/с «Ойсунгур», закрывается вопрос необходимости переноса п/с 35 кВ «Курчалой» (находится на краю обрыва), так же обеспечивается надежность электроснабжения ответственных потребителей (птицефабрика «Бройлерная», Нефтедобыча и т.д.)
4	п/с 110 кВ «Октябрьская»	Строительство новой подстанции с использованием новейшего оборудования (с переносом подстанции на новое местоположения в	2015-2016	Подстанция находится в центральной части пос. Гикало, Оборудование подстанции морально и физически устарело, вынос ее так же позволит решить проблему грунтовых вод, так как подстанции периодически затапливается.
5	п/с 110 кВ «Цемзавод»	Ввод в строй Т-2 25 МВА, реконструкция ОРУ 110 кВ, замена Т-3 6,3 МВА на 10 МВА	2011-2012	Увеличение мощностей, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей
6	п/с 35 кВ «Ачхой - мартан»	Реконструкция подстанции с переводом на 110 кВ и с установкой двух трансформаторов по 25 МВА.	2013-2015	Увеличение мощностей, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей Ачхой – Мартановского, Урус-Мартановского и Сунженского

				районов ЧР
7	п/с 110 кВ «Шали»	Реконструкция подстанции с заменой устаревшего оборудования на современное	2015-2016	Увеличение мощностей, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей Шалинского и Веденского районов ЧР
8	п/с 110 кВ г. Грозный	Строительство новой подстанции 110/10 кВ, «Грозный-Сити»	2012	Обеспечение электроснабжением строящихся объектов «Грозный-Сити» и др.
8	п/с 110 кВ г. Грозный	Строительство новой подстанции 110/35/10 кВ, «РКБ»	2012-2013	Обеспечение электроснабжением Республиканской клинической больницы, потребителей восточной части г. Грозного
10	п/с 110 кВ г. Аргун	Строительство новой подстанции 110/6 кВ в г. Аргуне	2011-2012	Увеличение мощностей, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей г. Аргуна и прилегающих нас. пунктов
11	п/с 110 кВ «Гудермес-Тяговая»	Реконструкция ОРУ-110 кВ с заменой выключателей 110 кВ и оборудования РЗА на современное	2012-2013	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей
12	п/с 110 кВ «Гудермес-Сити»	Строительство новой подстанции с 2-мя тр-рами по 25 МВА	2012-2013	Увеличение мощностей, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей г. Гудермеса и нас. пунктов района
13	п/с 110 кВ «Гудермес-2»	Строительство новой подстанции с 2-мя тр-рами по 25 МВА	2013-2014	Увеличение мощностей, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей г. Гудермеса и нас. пунктов района
14	п/с 110 кВ «Шелковская»	Реконструкция ОРУ - 110 кВ	2013	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей
15	п/с 110 кВ «Каргалиновская»	Реконструкция с заменой оборудования и установкой второго трансформатора 110 кВ мощностью 10МВА	2013	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей
16	п/с 35 кВ «Катаяма»	Строительство новой подстанции с двумя трансформаторами по 6,3 МВА.	2014	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Старопромысловского района г. Грозного

Таблица 17

Перечень ПС 110; 35 кВ требующих реконструкции и технического перевооружения.

№ п/п	Наименование подстанций	Мощность МВА		Год ввода в эксплуатацию	Питающие и отходящие ВЛ 110 и 35 кВ
1	2	3		4	5
ПС 110 кВ					
1	ПС "Ойсунгур"	Т-1	25	1973	ВЛ-110 кВ: Л-128,127 ВЛ-35 кВ: Л440,48,452,51
		Т-2	25		
		Т-3	16		
2	ПС "Гудермес-Город"	Т-1	16	1965	ВЛ-110 кВ: Л-127,126 ВЛ-35кВ: Л-52
		Т-2	16		
		Т-3	1,6		
3	ПС "Гудермес-Тяговая" 110/27,5	ОРУ-110 кВ			ВЛ-110кВ: Л-126,141,142, 177,149,146
4	ПС "Шали" 110/35/10	Т-1	16	1974	ВЛ-110кВ:Л-160,162 ВЛ-35кВ: Л-446,94,445
		Т-2	16		
5	ПС "Цемзавод" 110/35/6-10	Т-1	25	1973	ВЛ-110кВ: Л-160,161 ВЛ-35кВ: Л-445,449,87,87А,86,481
		Т-2	25		
		Т-3	6,3		
6	ПС "Горец" 110/35/10	Т-1	25	1983	ВЛ-110кВ: Л-105 ВЛ-35кВ: Л-448,479,480 ВЛ-35кВ: Л-79,77,76
		Т-2	25		
7	ПС "Октябрьская" 110/35/6	Т-1	16	1984	ВЛ-110кВ: Л-137 ВЛ-35кВ: Л-3, 18
8	ПС "Горячеисточненская" 110/35/6	Т-1	16	1976	Л-177,176,175 Л-412,414,415,416
		Т-2	16		
9	ПС "Самашки" 110/35/10	Т-1	16	1973	ВЛ-110кВ: Л-102,103 ВЛ-35кВ: Л-60,475,47
		Т-2	16		
10	Алпатово 110/10	Т-1	6,3	1973	ВЛ-110кВ: Л-172,173
11	Ишерская 110/35/10	Т-1	16	1966	ВЛ-110кВ: Л-171,123,129,121,120,124,130
		Т-2	10		
		Т-3	2,5		

					ВЛ-35кВ: Л-82,583,97,98
12	Наурская 110/35/10	Т-1	16	1974	ВЛ-110кВ: Л-185,130,173,174
		Т-2	16		ВЛ-35кВ: Л-84,80,78
13	ПС Шелковская 110/35/10	Т-1	10	1975	ВЛ-110кВ: Л-146,147
		Т-2	4		ВЛ-35кВ: Л-407,46,406,54
14	ПС Каргалиновская 110/35/10	Т-2	10	1983	ВЛ-110кВ: Л-147,148
		Т-4	2,5		ВЛ-35кВ: Л-54А,435,55
15	ПС Червленая 110/35/6-10	Т-1	6,3	1982	ВЛ-110кВ: Л-175,176
		Т-3	4		ВЛ-35кВ:
		Т-4	4		Л-401,83а,402,426,403
ПС 35 кВ					
1	Николаевская	Т-1	2,5	1976	ВЛ-35 кВ Л-83,83А
		Т-2	2,5		
2	Ново-Щедринская	Т-2	2,5	1975	ВЛ-35: Л-405,406
3	Калиновская	Т-1	2,5	1970	Л-45,421,530
		Т-2	2,5		
4	ИТК-2	Т-1	6,3	1975	Л-81,84
5	Сар-Сакай	Т-1	1,6	1965	ВЛ-35: Л-426
6	Старогладовская	Т-1	1,6	1972	ВЛ-35: Л-54,54А
7	Надтеречная	Т-1	2,5	1975	ВЛ-35:Л-99,91,90,78
		Т-2	2,5		
8	х. Постный	Т-1	1,6	1983	ВЛ-35:Л-356 Л-432
9	Братская	Т-1	2,5	1985	ВЛ-35:Л-492
10	Гвардейская	Т-2	2,5	1985	ВЛ-35:Л-68,69,492
11	Капустино	Т-1	1,6	1970	ВЛ-35:Л-431
12	Фрунзе	Т-1	2,5	1982	ВЛ-35: Л-433
13	Бороздиновская	Т-2	1,6	1980	ВЛ-35:Л-55,55А

14	Башан	T-1	1,6	1984	ВЛ-35:Л-435
15	Майская	T-1	1,6	1985	ВЛ-35:Л-82
16	Кирова	T-1	2,5	1979	ВЛ-35:Л-80,530
		T-2	2,5		
17	Корнеево	T-1	2,5	1983	ВЛ-35:Л-85
18	Степная	T-1	1,6	1985	ВЛ-35: Л-81
19	Минеральная	T-1	2,5	1984	ВЛ-35:Л-91
20	Озеро	T-1	1,6	1972	ВЛ-35: Л- 401,430,402А
		T-2	4		
21	Толстой-Юрт	T-1	2,5	1971	ВЛ-35: Л-402,412,411
		T-2	3,2		
22	х. Конев	T-1	2,5	1968	ВЛ-35:Л-90
23	Правобережная	T-2	4	1967	ВЛ-35: Л-83,34,45
24	Кугули	-	-	-	ВЛ-35:Л-407
25	Знаменская	T-1	4	1973	ВЛ-35:Л- 69,68,97,98,99
		T-2	4		
26	Махкеты	T-1	1,6	1975	ВЛ-35: Л-94,95
		T-2	4		
27	Предгорная	T-1	4	1991	ВЛ-35: Л-86,3
		T-2	4		
28	Курчалой	T-1	10	1966	ВЛ-35: Л-452,
		T-2	6,3		
		T-2	4		
29	Ведено	T-1	6,3	1980	ВЛ-35: Л-95
30	Саясан	T-1	3,2	1965	ВЛ-35: Л-48,48,444
31	Азамат-Юрт	-	-	1967	-

32	Энгель-Юрт	T-2	2,5	1979	ВЛ-35: Л-440
33	Бачи-Юрт	T-1	6,3	1976	ВЛ-35: Л-452,51
		T-2	4		
34	Ножай-Юрт	T-1	4	1976	ВЛ-35: Л-444
		T-2	4		
		T-2	4		
35	Горская 1	T-1	1,8	1986	ВЛ-35:Л-32,30
36	Горская 3	T-1	1,8	1975	ВЛ-35: Л-122(по 35кВ),
37	Мединструмент	T-1	3,2	1984	ВЛ-35: Л-52
38	Бердыкель	T-1	6,3	1984	ВЛ-35: Л-93
39	Беной	T-1	1,8	1957	ВЛ-35: Л-49
		T-2	1,8		
		T-2	4		
40	Алхазурово	T-1	2,5	1992	ВЛ-35: Л-481,448
		T-2	4		
41	Ачхой-Мартан	T-1	3,2	1966	ВЛ-35: Л-472,60,474
		T-2	4	1972	
42	Калаус	T-1	1,6	1976	ВЛ-35: Л-30,32
		T-2	1,8		
43	Катыр-Юрт	T-1	4	1978	ВЛ-35:Л-474,480
		T-2	4		
44	Петропавловская	T-1	2,5	1945	ВЛ-35: Л-96,415,493
		T-2	1,8		
		T-2	4		
		T-2	5,6		
45	№ 56 (Трансмаш)	T-1	4	1973	ВЛ-35:Л-14,2,34
		T-2	4		
46	Ассиновская	T-1	2,5	1985	ВЛ-35: Л-463,472,42
47	Серноводская	T-1	4	1987	ВЛ-35: Л-41,47

Перспективный план восстановления объекты и виды восстановительных работ.

№№ пп	Наименование объектов, виды восстановительных работ	Мощность в МВА, МВт; Протяженность в км
1.	ТЭЦ-4 в г. Аргун ((2-я очередь)	18
2.	ПС 110/35/10 кВ «Самашки» реконструкция	2 x 16
3.	ПС «Горячейсточненская» (реконструкция)	2 x 16
4.	ПС 35/6 кВ «Катаяма» новое строительство	2 x 6,3
5.	ПС 35/10 кВ «Западная» (2-я очередь)	2 x 10
6.	ПС 35/10 кВ «Ассиновская» реконструкция	2 x 4,0
7.	ПС 110/35/10 кВ «Шали» реконструкция	2 x 25
8.	ПС «Цемзавод» реконструкция	2 x 25
9.	ПС 110/35/6 кВ «Гудермес-Сити» новое строительство	2 x 25
10.	ПС 110/10 кВ «Грозный-Сити» новое строительство	2 x 25
11.	ПС 110/35/10 кВ «РКБ» новое строительство	2 x 25
12.	ПС 110/35/10 кВ «Курчалой» с двумя ВЛ 110 кВ новое строительство	2x25
13.	ПС 110/35/6 кВ «Октябрьская» новое строительство	2 x 16
14.	ПС 110/35/10 кВ «Каргалиновская» реконструкция	1 x 40
15.	ПС 110/35/10 кВ «Шелковская» реконструкция	2x10+2x4,0
16.	ПС «Ищерская» 110/35/10 кВ реконструкция	2x16
17.	ПС «Наурская» 110/35/10 кВ реконструкция	2x16
18.	ПС 35/10 кВ «Мединструмент» реконструкция	2 x 4,0
19.	ПС 35/10 кВ «Бердыкель» реконструкция	2 x 6,3
20.	ПС 35/10 кВ «Ведено» реконструкция	2 x 4,0
21.	ПС 35/6 кВ «Карьеры» реконструкция	1 x 2,5
22.	ПС 35/6 кВ « № 56» реконструкция	2 x 4,0
23.	ПС 35/10 кВ «Майская» реконструкция	1 x 1,6

№№ пп	Наименование объектов, виды восстановительных работ	Мощность в МВА, МВт; Протяженность в км
24.	ПС 35/10 кВ «Надтеречная» реконструкция	2 x 2,5
25.	АИИСКУЭ РРЭ	
26.	Создание/модернизация информационно – измерительного комплекса	
27.	Восстановление распределительных сетей в сельской местности.	

При всех вариантах развития хозяйственного комплекса Чеченской Республики будет иметь место дефицит электроэнергии, который может быть покрыт следующим образом:

- за счет увеличения поставок электроэнергии из-за пределов Республики;
- максимальное использование собственных энергоресурсов. При размещении на территории Республики энергоемких промышленных производств целесообразно рассмотреть вопрос о восстановлении или строительстве нового(ых) генерирующего источника в зависимости от размещения указанных промышленных объектов. (в перспективе).

5.2 Развитие электрических сетей 330 кВ

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. определены основные направления развития электрической сети напряжением 330 кВ и выше в юго-восточной зоне ОЭС Юга (Кабардино-Балкарская, Северо-Осетинская Чеченская и Дагестанская энергосистемы). Дополнение 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», 2010г. и в работе «Схема и программа развития единой энергетической системы России на период 2010-2016 г.г.», 2010 г.

Как уже упоминалось выше, распределение 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.

По данным Филиала ОАО СО «ЕЭС» РДУ СК 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 в нормальной схеме составит около 230 МВА. При отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка второго будет достигать 178 МВА или 143 % его номинальной мощности.

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 2х125 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 загрузка 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.

Таким образом, нагрузка ПС Грозный с двумя АТ по 125 МВА в нормальной схеме будет достигать номинальной мощности АТ (250 МВА), а при отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка второго составит 199 МВА или 159 % его номинальной мощности, если в 2011-2012 г.г. не будут выполнены мероприятия по усилению связей 110 кВ с энергосистемой Республики Ингушетия (строительство ВЛ 110 кВ Плиево - Горец и др. Для исключения перегрузки АТ на ПС Грозный в ремонтных схемах согласно Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 г. ведется установка третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети Чеченской энергосистемы напряжением 110-330 кВ при потреблении энергосистемы 460-470 МВт показал, что суммарная нагрузка автотрансформаторов 3х125 МВА на ПС Грозный в нормальной схеме составит 276 МВА, если не будет построена ВЛ 110 кВ Плиево - Горец и 255 МВА - после строительства ВЛ 110

кВ. При отключении (выводе в ремонт) одного из АТ 330/110 кВ на ПС Грозный нагрузка оставшихся в работе не превышает 250 МВА (100 % их номинальной мощности) если не будет построена ВЛ 110 кВ Плиево - Горец и 230 МВА - после строительства ВЛ 110 кВ.

Так при планируемом развитии электрической сети Чеченской энергосистемы напряжением 110-330 кВ на 2015 г. и потреблении энергосистемы 490 МВт суммарная нагрузка автотрансформаторов 3 x 125 МВА на ПС Грозный в нормальной схеме составляет 240 МВА, в случае отключения (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). Что является допустимой перегрузкой АТ в аварийных режимах не менее 2-х часов (ПТЭ 2003г., 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.

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 2016 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 потребуется выполнить деление сети 110 кВ по перегружающимся ВЛ 110 кВ между Чеченской и Дагестанской энергосистемами.

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:

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» снижается 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. - Горячеисточненская, 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.

Анализ результатов расчетов режима работы электрической сети с учетом строительства ПС 330 кВ Гудермес показал следующее:

в летний максимум нагрузок при установке двух АТ 330/110 кВ мощностью по 125 МВА в нормальной схеме нагрузка ПС 330 кВ Гудермес составляет 36,5 МВА. При этом ввод новой подстанции 330 кВ практически не снижает перетоки мощности по ВЛ 110 кВ между Дагестанской и Чеченской энергосистемами как в нормальной схеме, так и при отключении ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный, и не исключает деление сети 110 кВ по перегружающимся ВЛ 110 кВ;

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 исключает необходимость отключения перетока мощности 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°С составляет 423 А.

Из выше изложенного следует, что строительство новой ПС 330 кВ в г. Гудермес 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) и на новой ПС 330 кВ Гудермес потребуется сразу установить 2 шт. АТ 330/110 кВ (2x125 МВА).

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 ввод в работу к 2015 г. новой подстанции 330 кВ в энергосистеме Чеченской республики в районе г. Гудермес становится **необходимой, а с учетом ожидаемого роста нагрузок выше «расчетных» обязательной.**

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 севернее г. Гудермес. При таком размещении подстанции рекомендуется ее присоединение к сети 110 кВ осуществить путем захода одной ВЛ 110 кВ от ПС Гудермес-Тяговая, двух ВЛ 110 кВ непосредственно от ПС Грозный-330 с отпайкой на ПС 110/6 кВ Аргун, одной ВЛ-110 кВ от ПС Шелковская и одной ВЛ-110 кВ от планируемой ПС 110/35/10 кВ Гудермес-2. 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».

6. РАЗВИТИЕ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ ПО УСИЛЕНИЮ ТРАНЗИТА 330 кВ ОЭС ЮГА-ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА –ДАГЕСТАН.

При прогнозируемом в период до 2016 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 ведется строительство ВЛ 330 кВ Моздок - Артём с ПС 330 кВ Артём 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» запланирован до конца 2011 г. и обеспечит увеличение допустимого по статической устойчивости перетока мощности по связям Дагестанской энергосистемы 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 2013-2014 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 2014-2016 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, что не может рассматриваться в рамках данной работы.

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 Грозненской ТЭС 400 МВт и на Аргунской ТЭЦ (увеличение на 50 МВт). 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.

Для покрытия потребности энергосистемы Чеченской Республики на уровне 2016 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 электростанций до 2016 г. в предлагаемом объеме практически полностью решается проблема дефицита реактивной мощности в энергосистеме.

Если не будет принят данный вариант развития энергосистемы Чеченской Республики (ускоренный ввод мощности на ТЭС в энергосистеме Чеченской Республики), то 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 г.г. Махачкалы, Буйнакск). 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 г.г.

В зависимости от принятого решения по обеспечению экспортных перетоков мощности через территорию Чеченской энергосистемы может уточниться напряжение и размещение нового центра питания сети 110 кВ в Чеченской энергосистеме. При развитии энергосистемы по «расчетному» варианту строительство нового питающего центра сети 110 кВ (ПС 330 кВ) необходимо осуществить к 2015 г. Наиболее предпочтительным пунктом для размещения нового центра питания сети 110 кВ, как было сказано выше,

является район г. Гудермеса, где интенсивно развивается промышленность и инфраструктура.

В перспективе потребуется дальнейшее развитие сети 330 кВ энергосистемы Чеченской Республики обусловленное необходимостью выдачи мощности по 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-й 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.

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 2016 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 техперевооружения 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 2011-2016 г.г. учитывались следующие документы:

«Долгосрочная инвестиционная программа ОАО «Нурэнерго» на 2011-2015 г.г.;

«Программа восстановления и завершения строительства пусковых объектов электроэнергетики на территории Чеченской Республики на 2011-2013 г.г.», 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 техперевооружения в период до 2016 г.;

сведения ОАО «Нурэнерго» по оборудованию, установленному на восстановленных подстанциях 35 и 110 кВ на 1.01.2011 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 2011-2016 г.г. приведена на чертеже, - на листе 1, принципиальная схема электрических сетей напряжением 35-110 кВ и выше на 2016 г. приведена на листе 2.

6.2 Развитие межсистемных связей 35-110 кВ Чеченской энергосистемы с энергосистемами соседних субъектов РФ

Анализ загрузки межсистемных ВЛ 110 кВ в режимные дни в последние годы, показал следующее:

- высокая нагрузка в зимний максимум нагрузок ВЛ 110 кВ связывающих Чеченскую энергосистему с соседними энергосистемами Ингушетии и Северной Осетии обусловлена ростом дефицита мощности в Чеченской энергосистеме, так переток по каждой из двух ВЛ 110 кВ Ищерская - Моздок достигал в 2008 г. 56,5 МВт, по ВЛ Самашки - Плиево 74 МВт, что в почти 2,0 и 2,5 раза соответственно превышает нормируемую мощность по плотности тока для провода АС-185, которым выполнены эти линии. Ввод в 2009 г. на ПС 330 кВ Грозный второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА значительно (суммарно на 70 МВт) снизил нагрузку по каждой ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок и ПС 110 кВ Плиево до 40-45 МВт, что однако в 1,5 раза превышает нормируемую плотность тока.

в режимные дни летнего максимума нагрузок в связи с необходимостью выдачи избыточной мощности Дагестанских ГЭС и существующим разделением Чеченской энергосистемы на изолированные районы все существующие межсистемные связи Чеченской энергосистемы замыкались с питанием выделенной нагрузки энергорайонов от соседних энергосистем. В таком режиме нагрузка ВЛ как со стороны Дагестана, так и со стороны Северной Осетии и Ингушетии не превышала 50-60 МВт;

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;

Как показали результаты выполненных расчетов, ввод в 2011 г. на ПС 330 кВ Грозный третьего АТ в основном обеспечивает условия для работы электрической сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме. При этом нагрузка ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Моздок снижается до 45-46 МВт на цепь, от ПС 110 кВ Плиево до 48 МВт, а перетоки мощности по связям с Дагестанской энергосистемой не превышают 38 МВт.

Для обоснования необходимости и целесообразности выполнения других выше названных мероприятий по усилению межсистемных связей 35-110 кВ Чеченской энергосистемы в период до 2016 г. выполнены расчеты режимов зимнего максимума нагрузок на уровне 2012-2013 г.г. Расчеты выполнены с учетом ввода на ПС 330 кВ Грозный третьего АТ мощностью 125 МВА и замыкания всех нормальных разрывов в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

Анализ результатов выполненных расчетов для зимнего максимума нагрузки 2012-2013 г.г. показал следующее:

без усиления межсистемных связей 110 кВ Чеченской энергосистемы с Ингушской энергосистемой нагрузка существующих связей 110 кВ с энергосистемами Северной Осетии и Ингушетии составит 40-50 МВт по каждой межсистемной ВЛ 110 кВ. В послеаварийных режимах, особенно при отключении ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный, нагрузка ВЛ 110 кВ Плиево - Самашки увеличивается до 89 МВт (470 А), а ВЛ 110 кВ Ищерская - Наурская - до 73 МВт (371 А), что приближается к предельно допустимой токовой нагрузке для проводов АС-185 и АС-150 соответственно;

строительство ВЛ 110 кВ Плиево - Горец позволит снизить нагрузку указанных выше ВЛ в аналогичном послеаварийном режиме на 10-20 МВт по каждой ВЛ 110 кВ и поднять уровень напряжения в западной части Чеченской энергосистемы на 2-3 кВ;

при отключении ВЛ 110 кВ Ищерская - Ищерская тяговая нагрузка ВЛ 110 кВ Ищерская - Наурская достигает 70 МВт (353 А). Подключение ВЛ 110 кВ №121а Самашки - Горская-3 к ВЛ 110 кВ №121 Ищерская - Плиево снижает перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Ищерская - Наурская (Ищерская - Ищерская тяговая) в послеаварийных режимах на 10-15 МВт.

восстановление ВЛ №122 Ищерская - Плиево повысит надежность электроснабжения как потребителей Республики Ингушетия, так и Чеченской Республики, особенно в послеаварийных режимах при отключении одной из

питающих Ингушскую энергосистему ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Владикавказ-500 и Владикавказ-2.

Таким образом, строительство и ввод ВЛ 110 кВ №202 Плиево - Горец, подключение ВЛ 110 кВ №121а Самашки - Горская-3 к ВЛ 110 кВ №121 Ищерская - Плиево и восстановление ВЛ №122 Ищерская - Плиево обеспечивает снижение нагрузки существующих межсистемных связей между Чеченской и соседними Осетинской и Ингушской энергосистемами и повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Ингушетия и Чеченской Республики. Кроме того, ввод указанных объектов позволит снизить потери электроэнергии с сети 110 кВ на 9,3 млн. кВт.ч/год;

В последние годы в зимний максимум нагрузки, в связи с необходимостью выделения части нагрузки Чеченской энергосистемы (ПС 110 кВ Гудермес и Ойсунгур) на изолированное питание со стороны Дагэнерго, нагрузка ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу ежегодно росла и достигла зимой 2009 г. 70,5 МВт, что даже с учетом выполнения замены провода АС-120 на АС-185, приближается к длительно допустимой по нагреву провода, поэтому его рекомендуется заменить на современный провод АССР 172.

Ввод в 2011г. на ПС 330 кВ Грозный третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА обеспечивает условия для работы электрической сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме. При замыкании сети 110 кВ «Нурэнерго» перетоки мощности по связям с Дагестанской энергосистемой не превышают 38 МВт. Однако, для существующего провода АС-120 на ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу такой переток мощности почти вдвое превышает нормируемую плотность тока. Инвестиционной программе филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» - «Нурэнерго» на 2010-2012 г.г. в 2012г. предусматривается реконструкция ВЛ 110 кВ № 128 Ярыксу - Ойсунгур с заменой существующего провода на провод АС-185 или АССР 172.

Для повышения надежности питания ПС 110 кВ Ойсунгур в 2011 г. рекомендуется восстановить ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Ойсунгур (подвеска провода).

Для обоснования усиления межсистемных связей 35-110 кВ Чеченской энергосистемы с энергосистемой Дагестана необходимо также рассматривать режимы летних максимальных нагрузок, когда при выдаче избытков мощности Дагестанских ГЭС в энергосистемы соседних регионов данные связи наиболее загружены.

Переток мощности по ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур достигает в режиме летнего максимума нагрузок к 2015 г. 75-80 МВт, что приближается к предельно допустимой токовой нагрузке для провода АС-185, а при отключении другой межсистемной связи ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Акташ в послеаварийном режиме достигнет предельно допустимой. Наиболее тяжелые послеаварийные режимы с перегрузкой межсистемных связей 110 кВ с Дагестаном, наблюдаются при отключении ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт, когда перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур и Акташ - Гудермес тяговая увеличиваются до 142 и 75 МВт соответственно. Чтобы обеспечить

допустимые параметры режима сети 110 кВ в летний период при выводе в ремонт (отключении ВЛ 330 кВ Грозный - В-2, даже при строительстве новой ПС 330 кВ Гудермес необходимо выполнить деление сети 110 кВ по перегружаемым связям Чеченской энергосистемы с Дагестанской энергосистемой.

Для снижения (исключения) перегрузки межсистемных связей 110 кВ Чеченской энергосистемы с Дагестанской энергосистемой в режимах летних максимальных нагрузок рассмотрены нормальный и послеаварийные режимы со строительством второй ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу с проводом АС-185 или АС-240. Анализ результатов расчетов показал, что строительство второй ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу (или другой ВЛ в этом же направлении) позволяет снизить загрузку существующей ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу в нормальном режиме 2015 г. до 52 МВт (260 А), при отключении ВЛ 110 кВ Гудермес тяговая - Акташ до 59 МВт (294 А). Однако, при отключении ВЛ 330 кВ Грозный - Чир-юрт обе 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу (существующая и новая) загружаются по 95 МВт (481 А), что равняется предельно допустимой мощности для провода АС-185 при температуре +30°C. Необходимо также отметить, что в таком режиме перегружаются внутренние связи 110 кВ «Дагэнерго»: переток мощности по ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт тяговая - Акташ (провод АС - 150) составит 79 МВт (386 А), по ВЛ 110 кВ Каскад ЧГЭС - Акташ (провод АС - 150) - 89,5 МВт (437 А), по ВЛ 110 кВ Каскад ЧГЭС - Кизилюр-товская - Ярыксу (провод АС - 120 планируется к 2015 г. заменить на АС - 185) - 88 МВт (434 А).

Таким образом, строительство новой межсистемной ВЛ 110 кВ на участке Ойсунгур - Ярыксу не обеспечивает необходимой разгрузки существующей ВЛ и приводит к перегрузке прилегающей сети 110 кВ «Дагэнерго».

Следовательно, задачу снижения загрузки связей 110 кВ Чеченской энергосистемы с Дагестанской энергосистемой в нормальном и послеаварийных режиме летних максимальных нагрузок необходимо решать в плане повышения пропускной способности сети 330 кВ для выдачи в ОЭС Юга избытков мощности ГЭС Дагестанской энергосистемы при разработке схемы выдачи мощности Андийского каскада ГЭС, ввод мощности которого предусматривается с 2017 года.

6.3 Развитие внутренней сети 110 кВ Чеченской энергосистемы

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.

В период 2011-2016 г.г. в соответствии с прогнозируемым ростом нагрузки и предполагаемым развитием генерирующих мощностей в Чеченской энергосистеме для развития электрической сети 110 кВ потребуется ввод рекомендуемых ниже энергообъектов 110 кВ, что обеспечит надежное и качественное электроснабжение существующих потребителей Чечни и присоединение к сети 110 кВ новых потребителей.

Для подключения вводимых в строй в г. Грозном и Гудермес объектов в 2012-2013 г.г. необходимо строительство подстанций 110/10 кВ Грозный-Сити с 2-мя трансформаторами 2х25 МВА с питанием от 2-х ВЛ-110 кВ Л114/115, для чего необходимо достроить одну 2-х цепную ВЛ-110 кВ протяженностью 3-5 км. в зависимости от выбранного маршрута ВЛ. В эти же сроки в г. Гудермес необходимо завершить строительство аналогичной подстанции 110/10 кВ Гудермес-Сити тоже с 2-мя трансформаторами 2х25 МВА с 4-мя линейными ячейками 110 кВ.

С 2013 года для обеспечения мощности в восточной и юго-восточной частях г. Грозного, а так же в связи с необходимостью переноса подстанции 110/35/6 кВ Октябрьская из-за периодически возникающих проблем связанных с затоплениями территории этой подстанции, и кроме этого учитывая её износ необходимо предусмотреть строительство новой подстанции 110/35//10/6 кВ с 2-мя трансформаторами 2х25 МВА РКБ в районе строящейся республиканской клинической больницы. Указанная подстанция позволит полностью перевести нагрузки от ПС Октябрьская, частично разгрузит подстанции Южная и Восточная, позволит обеспечить прямую связь по ВЛ 35 кВ с Аргунской ТЭЦ. В связи с тем, что место строительства ПС РКБ находится относительно близко от ПС Грозный-330 и рядом проходят четыре ВЛ 110 кВ строительство ПС РКБ удешевится.

Так же для перевода нагрузок с существующей подстанции 110/35/6 кВ Гудермес-Город в г. Гудермесе и обеспечения мощностями вводимых в Гудермесском районе объектов, предусмотреть строительство до 2015 года подстанции 110/35/10 кВ Гудермес-2 в северо-восточной части г. Гудермес, с основным питанием от планируемой к строительству ПС Гудермес-330.

В 2012 г. рекомендуется завершить восстановление участка от ПС 330 кВ Грозный до Аргунской ТЭЦ ВЛ-110кВ (Л-142) Грозный-Гудермес-Тяговая

протяженностью 12,8 км. Без восстановления вышеуказанного участка ВЛ 110 в зимний максимум нагрузок 2013 г. загрузка существующей ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ ВЛ-110кВ Л-125 (провод АС-120) в нормальном режиме составит 44 МВт (226 А), что вдвое превышает нормируемую плотность тока и ведет к повышенным потерям электроэнергии, а в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод Л-161 загрузка ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ достигает 74 МВт (386 А). Восстановление участка ВЛ 110 кВ Л-142 Грозный - Аргунская ТЭЦ позволит снизить загрузку существующей ВЛ 110 кВ Л-125 Грозный - Аргунская ТЭЦ вдвое.

Для повышения надежности и качества электроснабжения южных районов республики в 2011 г. предусматривается восстановление участка Л-160 ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ-4 - Шали протяженностью 12,5 км. Ввод данной ВЛ 110 кВ значительно увеличивает надежность электроснабжения Чири-Юртовского цементного завода и потребителей н.п. Шали, Чири-Юрт и всего южной части республики, а также снижает потери в сети 110 кВ на 0,6 млн. кВт.ч/год.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей получающих питание от ПС 110 кВ Червленая в северной зоне Чечни, присоединенной отпайкой к ВЛ 110 кВ Терек тяговая - Горячеисточненская (Л-175), рекомендуется до 2015 г. осуществить заход указанной ВЛ на ПС Червленая, для чего необходимо построить участок линии от опоры №154 данной ВЛ до указанной ПС, протяженностью 6,5 км.

В настоящее время на ПС 110/35/10 кВ Южная установлено два трансформатора мощностью 16 МВА. С учетом естественного роста и присоединения к ПС новых потребителей нагрузка к 2015 г. превысит 30 МВА. Для снижения нагрузки и повышения надежности потребителей центральной части г. Грозный необходимо к 2012 г. строительство новой ПС 110кВ и вводом в работу второй ВЛ 110 кВ Грозный - Южная (Л-115), для чего в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Грозный следует строительство линейной ячейки.

ПС 110/35/10 кВ Самашки, введена в эксплуатацию в 1973 г., является центром питания потребителей западных районов Чеченской Республики и находится в транзите межсистемной связи от центрального района Чеченской Республики (ПС 110 кВ ГРП) через Ингушэнерго (ПС 110 кВ Плиево) с ПС Владикавказ-500 (Республика Северная Осетия). В связи с физическим и моральным износом оборудования ПС 110/35/10 кВ Самашки признано целесообразным вместо реконструкции и техперевооружения подстанции на существующей площадке построить новую подстанцию Самашки с вводом ее первой очереди в 2013 г. Схема присоединения подстанции к электрической сети и необходимая мощность трансформаторов 2 x 16 МВА сохраняется.

В 2012-2013 г.г. для усиления питания сети 35 кВ западной части Чеченской Республики 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), строительство и ввод данной ВЛ намечен на 2011 г. Схема ОРУ 110 кВ ПС Ачхой-Мартан предусматривается 110-5АН (мостик с выключателями в 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. Новая ПС 110 кВ со временем позволит заменить действующую ПС 35/10 Курчалой и возможно ПС 35/10 Бачи-Юрт, а так же взять на себя часть мощности от ПС 110 кВ Шали и обеспечить второе питание по 35 кВ для куста подстанций Ножай-Юртовского района (Саясан, Беной, Ножай-Юрт), которые сегодня питаются от ПС 110 кВ Ойсунгур. Схема ОРУ 110 кВ ПС Курчалой предусматривается 110-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов).

Для присоединения ПС 110 кВ Курчалой рекомендуется строительство в 2012 г. ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Курчалой - Шали протяженностью 37 км.

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. Строительство ПС Горская-3 повысит надежность и качество потребителей западных районов Чеченской Республики (н.п. Горагорский, Комарово, Майское и др.) и станет центром питания сети 35 кВ. Присоединение ПС 110 кВ Горская-3 к электрической сети рекомендуется выполнить заходом ВЛ 110 кВ Плиево - Ищерская (Л-121, Л-122).

Для выдачи мощности Грозненской ТЭС при вводе на ней первой очереди 200 МВт рекомендуется строительство заходов в РУ 110 кВ ТЭЦ от действующих двух ВЛ 110 кВ Л-109 и Л-110 на участке ГРП - Холодильник (2 цепи) и ВЛ 110 кВ ГРП - ПС № 84 (Л-182). При вводе второй очереди ТЭЦ с увеличением мощности до 400 МВт рекомендуется дополнительно построить двухцепную ВЛ 110 кВ от ТЭС 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 ТЭС детально должна разрабатываться при разработке проекта ТЭС с учетом применяемого оборудования.

На ряде ПС 110 кВ в период до 2016 г. рекомендуется ввод второй очереди трансформаторной мощности с целью повышения надежности электроснабжения питаемых от них потребителей, так рекомендуется установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Каргалиновская, Холодильник, для снижения загрузки существующего и на ПС 110 кВ Гудермес тяговая и Ищерская тяговая для обеспечения необходимой надежности питания тяговой

нагрузки, в связи с планируемым увеличением объемов грузоперевозки железнодорожным транспортом по Чеченской Республике.

Значительные объемы строительства электрических сетей 110 кВ в период до 2016 г. предусматриваются в «Схеме развития ...» для проведения их реконструкции и техпереворужения.

Реконструкция ВЛ 110 кВ в большинстве случаев предполагает строительство новой ВЛ по той же трассе с увеличением сечения проводов. Так увеличение сечения проводов целесообразно при реконструкции ВЛ 110 кВ (желательно замена на провод АССР 172):

42 км ВЛ 110 кВ Терек тяг. - Червленая (Л-175) - повышение пропускной способности сети в Затеречном районе Чечни;

10,5 км кВ Гудермес тяг. - Гудермес (Л-126) - повышение надежности электроснабжения г. Гудермес;

ВЛ 110 кВ Ойсунгур - Ярыксу (Л-128) - повышение надежности и увеличение пропускной способности межсистемной связи.

В объемах реконструкции и техпереворужения 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. Всего в период до 2016 г. рекомендуется провести реконструкцию 23 ПС 110 кВ с суммарный ввод трансформаторной мощности 435 МВА.

Для выдачи мощности 1-й очереди каскада Аргунских ГЭС (Чири-Юртской ГЭС 32 МВт и Дуба-Юртовской ГЭС 49 МВт), при реализации проекта до 2020 г., 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 - Горячейсточненская;

для выдачи мощности 2-й очереди каскада Аргунских ГЭС суммарной мощностью 312 МВт, при реализации «оптимистического» варианта развития с ускоренным вводом мощности, 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 110 кВ, предлагаемых для строительства, реконструкции и техперевооружения в 2011-2016 г.г.

6.4. Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ

Из анализа существующего состояния, режимов работы электрических сетей 35 кВ и прогнозируемого роста электрических нагрузок Чеченской энергосистемы вытекают следующие основные задачи развития сети 35 в период до 2015 г.:

замыкание участков внутренней сети 35 кВ 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 35 кВ, где загрузка трансформаторов в последние годы превышала номинальную мощность, и изменение схем подстанций для повышения надежности электроснабжения потребителей;

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

-строительство новых и восстановление старых ПС 35 кВ для присоединения и электроснабжения новых потребителей в соответствии с их заявками на технологическое присоединение к энергосистеме.

Таблица 19

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

Наименование	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1. Собственный дефицит мощности энергосистем							
Дагестанской: в максимум нагрузок в минимум нагрузок	162 529	190 540	207 552	240 565	270 579	295 595	320 610
Чеченской: в максимум нагрузок в минимум нагрузок	473 345	483 352	492 358	502 366	512 373	473 336	283 164
Итого требуемый переток для покрытия дефицита:							
в максимум нагрузок в минимум нагрузок	635 874	673 892	699 910	742 931	782 952	748 931	603 774
2. Экспорт из Дагестанской энергосистемы:							
в максимум нагрузок в минимум нагрузок	300 -	500 -	500 -	500 -	500 -	500 -	500 -
3. Всего планируемый переток с							

учетом экспорта: в максимум нагрузок в минимум нагрузок	935	1173	1199	1242	1282	1248	1103	
	874	892	910	931	952	931	774	
4. Допустимый переток по статической устойчивости: В полной схеме При отключении одной ВЛ 330 кВ (наименьшая величина с $K_{зап.} = 20\%$)								
	ИЗО							
	873							

В период 2011-2016 г.г. в соответствии с прогнозируемым ростом нагрузки и предполагаемым развитием электрической сети 110 кВ потребуется ввод рекомендуемых ниже энергообъектов 35 кВ.

В настоящее время электроснабжение потребителей Ножай-Юртовского, Веденского и Шалинских районов Чеченской Республики производится от ряда ПС 35 кВ, которые в свою очередь в радиальном режиме получают питание от ПС 110 кВ Шали и Ойсунгур, что не обеспечивает требуемую надежность электроснабжения. Отсутствие резервирования и с учетом прохождения питающих ВЛ 35 кВ в горных условиях, при их повреждении, приводили в последние годы к необходимости отключения потребителей. В период 2011 - 2012 г.г. наиболее важным мероприятием в развитии сети 35 кВ является окончание строительства «кольца 35 кВ» между ПС 110 кВ Шали и ПС 110 кВ Ойсунгур со следующим объемом работ:

- строительство ВЛ 35 кВ Л-50 Ведено - Саясан протяженностью 23,5 км;

- реконструкция ПС 35 кВ Ведено и Саясан с увеличением трансформаторной мощности (ввод второй очереди) и заменой оборудования 35 и 10 кВ;

- восстановление к 2012 г. ПС 35 кВ Центорой с установкой трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА и присоединением ПС отпайкой к ВЛ Ведено -Саясан.

Ввод указанных объектов позволит повысить надежность и качество электроснабжения потребителей Веденского района и увеличит пропускную способность сети в горных районах Республика Чечня, а также решит проблему недостатка трансформаторной мощности в районе и позволит снизить технические потери.

Для повышения надежности и электроснабжения сетей в юго-восточных районах (Ножай-Юртовский и Веденский районы) Чеченской энергосистемы путем резервирования из энергосистемы Дагестана планируется в 2013 г. осуществить строительство межсистемной ВЛ 35 кВ Новокули - Ножай-Юрт (Л-444а) протяженностью 18 км с реконструкцией ОРУ 35 кВ ПС Новокули.

Для обеспечения надежного питания бройлерной птицефабрики и улучшения качества электроснабжения потребителей в районе села Автуры в 2011 - 2012 г.г. планируется строительство новой ПС 35/10 кВ Бройлерная с установкой двух трансформаторов по 6,3 МВА. Для присоединения новой ПС 35 кВ планируется строительство ВЛ 35 кВ Л-451 Шали - Бройлерная

(протяженность 10,8 км) и в 2012 - 2013 г.г. строительство 10,2 км ВЛ 35 кВ Бройлерная - Курчалой (Л-450) с питанием от новой ПС 110 кВ Курчалой. С вводом ПС 110 кВ Курчалой в РУ 35 кВ данной ПС рекомендуется также завести Л-51 и Л-452 от ПС 110 кВ Ойсунгур, по которым в настоящее время запитаны в радиальном режиме две ПС 35 кВ Бачи-Юрт и Курчалой, что обеспечит требуемую надежность питания указанных ПС 35 кВ от двух источников электроснабжения.

В 2011 - 2012 г.г. для повышения надежности электроснабжения потребителей н.п. Горагорска, Калауса и сельскохозяйственного предприятия 15-й мол-совхоз рекомендуется восстановить (либо новое строительство) ВЛ 35 кВ «15-й молсовхоз - №84» (Л-29) и ВЛ 35 кВ «15-й молсовхоз - Горская-1» (Л-32) с ПС 35 кВ «15-й молсовхоз». Протяженность вводимых ВЛ 35 кВ составит 36 км, на вводимой ПС 35 кВ достаточно установки двух трансформаторов по 2,5 МВА.

В связи с разрушением и отсутствием трансформаторов связи 35/10(6) на некоторых ПС 35 кВ электроснабжение потребителей данных подстанций производится на напряжение 10 (6) кВ, что приводит к повышенным техническим потерям в сети. Для электроснабжения существующих и новых потребителей в период до 2016 г. планируется восстановление с реконструкцией ряда разрушенных энергообъектов 35 кВ с увеличением (установкой) трансформаторной мощности:

восстановление в 2011-2012 г.г. ПС 35/6 кВ Карьеры с установкой трансформатора 35/6 кВ мощностью 2,5 МВА. Присоединение ПС рекомендуется выполнить отпайкой от ВЛ 35 кВ Цемзавод - Шатой (Л-87а) с восстановлением работы указанной ВЛ на напряжении 35 кВ. Необходимость ввода в работу ПС связана с вводом в действие Чири-Юртовского цементного завода и повышением надежности электроснабжения Шатойского района Чечни;

восстановление ПС 35 кВ Кугули в Шелковском районе Чечни с установкой трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА и с переводом на рабочее напряжение 35 кВ ВЛ Шелковская - Кугули (Л-407);

восстановление и ввод в работу ПС 35/10 кВ Азамат-Юрт с установкой одного трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА. Для присоединения ПС Азамат-Юрт на напряжении 35 кВ потребуется восстановить ВЛ 35 кВ Шелковская - Гудермес (Л-46).

В 2016 г. в связи с прогнозируемым ростом нагрузки и развитием г. Грозный потребуется строительство новой ПС 35/6 кВ Катаяма на северо-западе г. Грозный. Согласно предполагаемой расчетной нагрузки на ПС потребуется установить два трансформатора по 6,3 МВА. Для присоединения новой ПС необходимо строительство двух новых ВЛ 35 кВ Электроприбор - Катаяма (около 8,0 км) и Аэропорт - Катаяма (10,0 км). Ввод ПС Катаяма в центре нагрузок и соответственно питающих ее ВЛ 35 кВ позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Стапромысловского района г.Грозный и снизить потери в сети 35 кВ.

Для повышения надежности питания ПС 35 кВ рекомендуется восстановить (или новое строительство) до 2015 г. следующих ВЛ 35 кВ:

В Л 35 кВ Гвардейская -Знаменская (Л-69) - повышение надежности электроснабжения ПС 35 кВ Гвардейская и Братская;

ВЛ 35 кВ Черноречье - Западная (б/н) - повышение надежности электроснабжения центрального района г. Грозный, обеспечение планируемого роста нагрузки ПС 35 кВ Западная;

ВЛ 35 кВ Гудермес - Мединструмент (Л-453) - повышение надежности питания ПС 35 кВ Мединструмент в центральной части г. Гудермес.

Значительные объемы строительства электрических сетей 35 кВ в период до 2016 г. предусматриваются в «Схеме развития ...» для проведения их реконструкции и техперевооружения.

Реконструкция ВЛ 35 кВ в подавляющем большинстве случаев предполагает строительство новой ВЛ по той же трассе с увеличением сечения проводов. Так в период до 2015 г. планируется реконструкция:

12,5 км ВЛ 110 кВ Ачхой-Мартан - Самашки (Л-60) - повышение пропускной способности сети юго-западных районов Чечни;

14,0 км ВЛ Толстой-Юрт - Червленая (Л-402) - повышение надежности питания нефтяных разработок в районе Терского хребта и увеличение пропускной способности сети 35 кВ;

В объемах реконструкции и техперевооружения подстанций 35 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. Всего в период до 2016 г. рекомендуется провести реконструкцию 21 ПС 35 кВ с суммарный ввод трансформаторной мощности 76,0 МВА.

Поименный перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, предлагаемых для строительства, реконструкции и техперевооружения в 2010-2016 г.г. приведен в Приложениях.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ (выполнены «Южэнергосетьпоект»)

7.1 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 «расчетного» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики исходя из следующих основных условий:

расчетные нагрузки приняты для собственного максимума энергосистемы, прогнозируемого на 2015 год - 489 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 М1685-Р);

электростанции на территории Чеченской Республики в расчетах режимов работы электрической сети для «расчетного» варианта 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.

Анализ режимов работы сети 110-330 кВ на этапе развития энергосистемы 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 без строительства новой ПС 330 кВ Гудермес 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 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 (чертеж 6921-ЭЭС-ГМ-009-09СРЭ листы 20-22).

При строительстве ПС 330 кВ Гудермес режимы работы сети 110 кВ в нормальной схеме сети 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 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 в зимний максимум 2016 г. 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. 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 аналогичных послеаварийных режимах снизить загрузку двух оставшихся в работе АТ на ПС Грозный до 66 % их номинальной мощности, а при отключении двух АТ -исключить перегрузку одного оставшегося АТ на ПС Грозный (его нагрузка составит 121 МВА (97,5 % номинальной мощности).

В схеме без строительства ПС 330 кВ Гудермес 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 за исключением режима летних максимальных нагрузок. Напряжение в сети 110 кВ в послеаварийных режимах обеспечивается не ниже 106107 кВ (при отключении секции шин 110 кВ).

В таком же режиме с ПС 330 кВ 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 в нормальной схеме 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 153 МВт (770 А), по ВЛ Акташ - Гудермес тяговая - 82 МВт (408 А), что превышает допустимую токовую нагрузку для ВЛ с учетом рекомендуемой замены провода на АС-185 при температуре 35°С. Ликвидировать перегрузку ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и ВЛ Акташ - Гудермес тяговая возможно только разделением по всем 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.

В случае строительства ПС 330 кВ Гудермес при отключении ВЛ 330 кВ Чирюрт - Грозный в режиме летних максимальных нагрузок также перегружаются ВЛ 110 кВ Ярык-Су - Ойсунгур и ВЛ Акташ - Гудермес тяговая. Для ликвидации перегрузки достаточно отключить перегрузившиеся ВЛ с сохранением в работе ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалинская.

7.2 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.

7.2.1 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 необходимой 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.

7.2.2 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", "Энергосетьпроект", Москва, 2007 г. с учетом данных заводов изготовителей БСК по стоимости оборудования в ценах на 1 января 2010 года с учетом НДС.

7.2.3 Результаты расчетов по оптимизации мощности и размещения источников реактивной мощности в электрических сетях и их анализ.

Таблица 20

Технико-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 _{ко} , руб/квар	800
2. Отчисления на амортизацию и обслуживание КУ	К _{каро} , от стоимости КУ	0,050
3. Удельная стоимость установленной мощности на электростанциях	С _{ро} , руб/кВт	0
4. Коэффициент эффективности капитальных вложений	К _н	0,100
5. Стоимость потерь электроэнергии	в ₂ 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 _{ку} , кВт/квар	0,0030

8. Удельные потери активной мощности в существующих источниках реактивной мощности	ДРсуш кВт/кВар	0,0100
--	-------------------	--------

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

В таблице 2.2 приведены результаты оптимизационных расчетов, где даны расчетные величины мощности КУ и tgφ, определенные на шинах 110 кВ подстанций. В таком виде результаты расчетов могут быть использованы при разработке заданий потребителям по оптимальной величине tgφ их нагрузок.

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что в рекомендуемой схеме для «расчетного» варианта развития энергосистемы на этапе 2015 г. с учетом строительства ПС 330 кВ Гудермес в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» экономически эффективна установка устройств для компенсации реактивной нагрузки общей величиной 103,4 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 0,65 МВт, в том числе в сети 110 кВ ОАО «Нурэнерго» - на 0,5 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.

Ниже в таблице 5.2 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.

Таблица 21

Результаты расчета по оптимизации реактивной мощности на подстанциях 110 кВ

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-ПО	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

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 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 19. 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 22

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 110 кВ ОАО «Нурэнерго» и сеть 330 кВ ФСК «ЕЭС» на территории Чеченской энергосистемы.

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 23

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	Головой экономический эффект от установки и КУ тыс. руб.	Срок окупаемости КУ, лет
			на потери энергии в КУ	на эксплуатацию КУ			
Наурская	2,80	2240	63	112	983	808	2,77
№84	6,70	5360	150	268	2419	2001	2,68
Ищерская	4,10	3280	92	164	1409	1153	2,84
Горская III	5,40	4320	121	216	1956	1619	2,67
Самашки	10,60	8480	237	424	3898	3237	2,62
Горец	11,90	9520	266	476	4653	3911	2,43
Ачхой-Мартан	11,90	9520	266	476	4696	3954	2,41
Итого	53,40	42720	1193	2136	20012	16683	

На основании данных таблицы 23 выполнен предварительный выбор количества и мощности новых компенсирующих устройств (БСК), которые рекомендуются к установке на подстанциях в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

Таблица 24

Перечень компенсирующих устройств существующих и рекомендуемых для установки в электрических сетях Чеченской энергосистемы в 2011-2016 г.г.

Наименование подстанций	Ввод мощности новых КУ в 2011-2016 г.г., шт/Мвар	Стоимость установки новых КУ, тыс. руб.
ПС 330 кВ Грозный	СТК 1 x 50	
ПС 110/10 кВ Наурская	1 x 2,75	2240
ПС 110/35/10кВ№84	2x3,15	5360
ПС 110/35/10(6) Ищерская	2 x 2,025	3280
ПС 110/35/6 Горская-Ш	2 x 2,75	4320
ПС 110/35/10 кВ Самашки	4 x 2,75	8480
ПС 110/35/10 кВ Горец	4x3,15	9520
ПС 110/35/10 кВ Ачхой-Мартан	4x 3,15	9520

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 3 - 4 кВ и обеспечивается в режиме максимальных нагрузок в пределах 115-116 кВ.

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.

В таблице 25 приведена оценка величины снижения потерь электроэнергии в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы при вводе отдельных электросетевых объектов, обеспечивающих основное влияние на величину потерь электроэнергии в режимах максимума нагрузки 2016 г.

Таблица 25

Снижение потерь электроэнергии в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы при вводе отдельных электросетевых объектов

Наименование вводимых электросетевых объектов	Величина снижения потерь электроэнергии, млн. кВт.ч / год
АТ-3 330/110 кВ на ПС 330 кВ Грозный	6,63
ПС 330/110 кВ Гудермес	8,68
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец;	9,3
ВЛ 110 кВ Грозный - Аргунская ТЭЦ - Гудермес	2,1
Новые компенсирующие устройства суммарной мощностью 53,4 Мвар	3,12
Итого:	32,83

Как видно из приведенных в таблице 25 данных, ввод ПС 330 кВ Гудермес и ВЛ 110 кВ Плиево - Горец обеспечивает наибольшее снижение потерь электроэнергии в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

8. ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ В ПЕРИОД ДО 2020 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) для «расчетного» варианта по каждому из объектов напряжением 35-110 кВ ОАО «Нурэнерго», в период 2011-2016 г.г. в Чеченской энергосистеме приведены в Приложении 3. Электросетевые объекты, рекомендуемые к строительству для выдачи мощности Грозненской ТЭЦ, и объемы капиталовложений для их реализации должны уточняться при разработке схемы выдачи мощности.

Ниже в таблице 26 приведены сводные показатели электросетевого строительства в Чеченской энергосистеме по годам в период 2010-2016 г.г. с выделением объемов реконструкции и технического перевооружения.

Анализ показателей электросетевого строительства в Чеченской энергосистеме, намеченного на 2010-2015 г. 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 потребуются 32 % из всех инвестиций.

До 2016 года, согласно «расчетного» варианта, намечено построить 467,2 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 2 x 35 км.

Реконструкцию и техническое перевооружение предусматривается выполнить для 105,3 км действующих ВЛ 35 и 110 кВ. На 44 подстанции 35 и ПО 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.

Объемы устанавливаемых в электрических сетях 110 кВ компенсирующих устройств и необходимые капиталовложения по каждой подстанции приведены в таблице 5.4. Общие затраты на установку рекомендуемых в период до 2015 года КУ на новых и действующих подстанциях 110 кВ составляют 42,7 млн. руб. в ценах на 2010 года с учетом НДС.

Для реализации намеченного развития, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35 кВ и выше Чеченской энергосистемы в 2011-2016 г.г. потребуются капиталовложений 12475,6 млн. руб. в ценах 2010 года, из них 9688,5 млн. руб. затраты по объектам ОАО «Нурэнерго».

Из общих капиталовложений затраты на новое строительство в период 2011-2016 г.г. составляют - 8400,2 млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение - 4075,4 млн. руб, из них по объектам 35-110 кВ ОАО «Нурэнерго» составляют 6122,9 млн.руб и 3565,6 млн.руб. соответственно.

Таблица 26

Суммарные показатели электросетевого строительства объектов напряжением 35 и 110 кВ в Чеченской энергосистеме за период 2011-2016 г.г.
«Расчетный» вариант

Наименование	Ввод ВЛ, км трансформаторов, кол-во ПС /МВА	Ориентировочные капиталовложения, млн. руб.	
		Цены 2000 г.	Цены 2010 г.
1. Линии электропередачи			
ВЛ 330 кВ, всего	70	180,75	917,3
в т. ч. новое строительство	70	180,75	917,3

реконструкция ВЛИОкВ, всего	0 392,2	0,0 375,37	0 1905
в т. ч. новое строительство	313,4	359,80	1826
реконструкция ВЛ 35 кВ, всего,	78,8 180,3	15,57 131,00	79 664,8
в т. ч. новое строительство	153,8	127,45	646,8
реконструкция	26,5	3,55	18
Всего по ВЛ 35 кВ и выше	642,5	687,11	3487,1
в т. ч. новое строительство	537,2	668,00	3390,1
реконструкция	105,3	19,11	97
2. Подстанции.			
ПС 330 кВ, всего,	2/375	368,43	1869,8
в т. ч. новое строительство	1/250	267,98	1360,0
реконструкция	1/125	100,45	509,8
ПС ПО кВ, всего,	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	3103,0
ПС 35 кВ, всего,	25/705,7	122,80	623,2
в т. ч. новое строительство	4/32,7	50,76	257,6
реконструкция	21/76,0	72,04	365,6
Всего по ПС 35 кВ и выше:	60/1062,7	1771,13	8988,5
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
Всего инвестиций по ВЛ и ПС:		2458,25	12475,6
в т. ч. новое строительство		1646,80	8357,5
реконструкция		803,03	4075,4
из них КУ (БСК)		8,41	42,7

Теплоснабжение в Чеченской Республике

На балансе предприятий и организаций жилищно-коммунального хозяйства Чеченской Республики находятся:

- 98 котельных общей мощностью 626,2 Гкал/ час;
- 184,1 км. тепловых сетей (в двухтрубном исчислении).
- 7,95км. ветхих тепловых сетей;
- 26 ед. ЦТП.

Таблица 27

Теплоснабжение ЧР

№	Наименование	Ед. изм.	Всего	Суммарная мощность Гкал/ч	Отпущено потребителю тепловой энергии, Гкал по годам			
					2007	2008	2009	2010
1	Чеченская Республика				186331,7	540407,7	649535	694009,8
	- Котельные	шт.	98	626,2				
	- Тепловые сети	км	184,1					
	- Ветхие тепл. сети	км	9,05					
	- ЦТП	шт.	26					

2	г. Грозный						
	- Котельные	шт.	69	587,08			
	- Тепловые сети	км	169,9				
	- Ветхие тепл. сети	км	4,55				
	- ЦТП	шт.	26				
3	Урус-Мартановский район						
	- Котельные	шт.	3	8,2			
	- Тепловые сети	км	1,24				
	- Ветхие тепл. сети	км	0,8				
4	Наурский район						
	- Котельные	шт.	21	24,03			
	- Тепловые сети	км	11,0				
	- Ветхие тепл. сети	км	1,2				
5	Курчалоевский район						
	- Котельные	шт.	2	1,3			
	- Тепловые сети	км	1,65				
	- Ветхие тепл. сети	км	0,8				
6	Надтеречный район						
	- Котельные	шт.	3	4,9			
	- Тепловые сети	км	12,02				
	- Ветхие тепл. сети	км	1,7				

9. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Схема развития энергосистемы Чеченской Республики разработана на период 2011-2016 г.г. В качестве расчетного для этапа развития энергосистемы 2016 г. (по данным филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ на период 2011-2017 г.г.) принято потребление в собственный максимум энергосистемы величиной 498 МВт. Уровни электропотребления и максимумы нагрузки на перспективу до 2020 года определены следующими величинами:

Таблица 28

Показатели	отчет	прогноз			Сред. год. рост за период 2009 - 2020 гг., %
	2009 г.	2010 г.	2016 г.	2020 г.	
Электропотребление, млн. кВт.ч	2089	2205	2466	2669	
среднегодовой прирост, %	4,2	9,4	2,5	2,0	2,3
Максимум нагрузки, МВт	416	437	498	539	
среднегодовой прирост, %	0,5	5,0	2,7	2,0	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 2016 году предусматривается за счет получения электроэнергии из ОЭС Юга и около 50 % потребности энергосистемы предполагается покрывать за счет электростанций, сооружаемых на территории республики.

В период до 2016 года вводы мощности на электростанциях предусматриваются в следующем объеме 250 МВт, в том числе:

Аргунская ТЭЦ - 50 МВт в 2013г.;

Грозненская ТЭС - 200 МВт (1-я очередь) в 2016 г.

В последующий период 2017-2020 предусматривается ввод мощности на электростанциях, сооружаемых на территории республики

Грозненская ТЭЦ - 200 МВт (2-я очередь) в 2017 г.;

каскад Аргунских ГЭС —401 МВт, в том числе:

1-я очередь - 89 МВт - 2016 г.;

1-я очередь - 312 МВт - 2020 г.;

3. 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 2017 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.

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 498 МВт и отсутствии генерирующих источников, что соответствует прогнозируемому уровню потребления.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Чеченской Республики при проведении ремонтов ВЛ 330 кВ, питающих ПС Грозный, необходимо 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 всех режимах работы энергосистемы. 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 от ПС Гудермес-Тяговая, одной ВЛ 110 кВ непосредственно от ПС Грозный-330 с отпайкой на ПС 110/6 кВ Аргун, одной ВЛ-110 кВ от ПС Шелковская и одной ВЛ-110 кВ от

планируемой ПС 110/35/10 кВ Гудермес-2. 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».

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.

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.

Необходимо обеспечить в 2013-2016 г.г. ввод мощности на Аргунской ТЭЦ (увеличение на 50 МВт) и на Грозненской ТЭС 200 МВт в 2016 г. 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.

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 110-330 кВ в Чеченской энергосистеме в максимум нагрузок энергосистемы 2015 года на 3,797 МВт и потерь электроэнергии на 23,54 млн. кВт.ч в год. Ввод ПС 330 кВ Гудермес и ВЛ 110 кВ Плиево - Горец обеспечивает наибольшее снижение потерь электроэнергии в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы 8,68 млн. кВт.ч в год и 9,38,68 млн. кВт. ч в год соответственно.

Расчеты токов к.з. выполненные для схемы электрических сетей 110 кВ и выше на уровне 2015-2020 года показали, что расчетные величины токов к.з. на подстанциях 110 и 330 кВ Чеченской энергосистемы на этапах развития схемы сети 2016 г. не превышают отключающую способность установленных в ОРУ 110 и 330 кВ выключателей на действующих подстанциях.

До 2016 года необходимо построить 467,2 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.

Для реализации намеченного развития, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35 кВ и выше Чеченской энергосистемы в 2011-2016 г.г. потребуется капиталовложений 27455,6 млн. руб. в ценах 2010 года (прогнозно), из них затраты на новое строительство составляют – 23380,2 млн. руб., на реконструкцию и техперевооружение - 4075,4 млн. руб, в том числе по объектам 35-110 кВ ОАО «Нурэнерго» составляют 6122,9 млн.руб и 3565,6 млн.руб. соответственно, по объектам генерации составляют 2980 млн. руб. по Аргунской ТЭЦ и 12000 млн. руб. по 1-й очереди Грозненской ТЭС соответственно.

**Техническое задание
на разработку «Схемы и программы развития
электроэнергетики Чеченской Республики
на период 2012-2016 годов»**

1. Основание для разработки:

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики разрабатывается в соответствии с:

Федеральным законом РФ от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 г. (перечень поручений от 29.03.2010 № Пр-839 пункт 5) предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

протоколом Всероссийского совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ под председательством Заместителя Министра энергетики Российской Федерации, Заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09 ноября 2010 года №АШ-369 пр;

уточнёнными методическими рекомендациями Минэнерго РФ по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в цикле работ 2011 года на период 2012-2016 годов;

Распоряжением Правительства Чеченской Республики от 28.06.2011 г. № 250-р.

При разработке программ также должны выполняться положения:

Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;

Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных:

Постановлением Правительства РФ от 15.05.2010 г. № 340 «О порядке

установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

Заказчик – Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики.

Исполнитель - ООО «Инновационные производственные технологии».

2. Цели разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики

Основными целями разработки Схемы и Программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2013 - 2017 годы (далее – Схема и программа) являются:

– формирование стратегии развития энергетики Чеченской Республики, включая приоритеты технической, экологической и инновационной политики, размещение и структуру собственных генерирующих мощностей, параметры электрических сетей и межрегиональных связей.

– разработка экономических, технических, организационных и правовых условий, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование системы обеспечения электроэнергией хозяйственного комплекса Чеченской Республики;

– планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Чеченской Республики;

– обеспечение надёжного и эффективного энергоснабжения потребителей энергосистемы Чеченской Республики ;

– создание информационной базы для формирования программ развития (инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики, а также для последующего проектирования энергетических объектов;

– обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– обеспечение скоординированного развития магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

– информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Чеченской Республики при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования Чеченской Республики и схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

– формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов энергетики Чеченской Республики.

3. Задачи Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики:

При разработке схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики должно быть выполнено следующее:

3.1. Проведена оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) Чеченской Республики на период формирования схемы и программы.

3.2. Разработаны мероприятия по обеспечению баланса между производством (покупкой) и потреблением электрической энергии в Чеченской Республике с учетом пропускной способности внешних сечений региональной энергосистемы.

3.3. Разработаны рекомендации по размещению собственных генерирующих мощностей, определены потребности в видах топлива, типах электростанций с учетом требований покрытия максимума нагрузки в разрезе годового использования.

3.4. Определены приоритетные направления по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и размещению объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.

3.5. Обеспечена экономическая эффективность решений, предлагаемых при реализации мероприятий в рамках перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики.

3.6. Обеспечено применение новых технологических решений при реализации мероприятий перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики.

3.7. Разработаны мероприятия по обеспечению надежного функционирования энергетической системы Чеченской Республики в долгосрочной перспективе, в том числе по предотвращению ограничения пропускной способности электрических сетей.

Разработанная Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики должна использоваться в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций, схем внешнего электроснабжения потребителей электрической энергии;

- основы для формирования инвестиционных программ собственников электроэнергетического оборудования;

- основы для формирования инвестиционных предложений по

строительству генерирующих источников на территории региональной энергосистемы;

- основы для формирования предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности).

4. Требования к выполнению работы и ее результатам

При разработке должны быть учтены нормы и правила, действующие на момент выполнения работы, а также:

- выполнены условия экономической эффективности решений, предлагаемых в программе и схеме перспективного развития электроэнергетики, основанной на оптимизации режимов работы энергетической системы;

- применены новые технологические решения при формировании региональной программы;

- обеспечена совместимость программы и схемы перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

- скоординировано развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

- скоординировано развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

- скоординировано развитие энергетического и промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры, а также программ (схем) территориального планирования, надежного и эффективного электро- и теплоснабжения потребителей Чеченской Республики .

5. Взаимосвязь с предшествующими работами и другими документами

При выполнении программы и схемы перспективного развития необходимо учесть:

- ранее выполненные работы по развитию энергосистемы Чеченской Республики;

- утвержденные в установленном порядке требования по обеспечению надежного и безопасного функционирования электроэнергетических систем и электроснабжения потребителей;

- перечни объектов по производству электрической энергии, существующие и вновь вводимые в эксплуатацию;

- утвержденные в установленном порядке в предшествующий период инвестиционные программы субъектов электроэнергетики Чеченской Республики;

- данные о результатах реализации инвестиционных программ субъектов электроэнергетики Чеченской Республики ;

– информацию, предоставляемую Координационным Советом по развитию электроэнергетики Чеченской Республики:

- предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики, в том числе по перечню новых электрических станций и электросетевых объектов и их размещению, полученным на основе использования перспективной расчётной модели, а так же по мероприятиям направленным на устранение «узких мест» энергосистемы Чеченской Республики,

- программы социально-экономического развития Чеченской Республики на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики (при их наличии),

- о планируемых инвестиционных проектах, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории Республики, с указанием их электрической и тепловой мощности, сроков ввода в эксплуатацию, мест расположения,

- о центрах питания и возможность подключения дополнительной нагрузки,

- сведения сетевых организаций о заявках на технологическое присоединение и заключенных договорах на осуществление технологического присоединения энергопринимающих устройств на территории Чеченской Республики с разбивкой по годам ввода,

- о прогнозе потребления электрической и тепловой энергии и мощности крупных энергоёмких потребителей, с учётом сведений о заявках на технологическое присоединение потребителей,

- информации о динамике изменения потребления энергосистемы Чеченской Республики, максимума нагрузки энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет.

6. Основные требования к содержанию работы

Результаты разработки схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики должны содержать:

6.1. Общую характеристику региона.

Должны быть приведены данные по площади территории, численности населения, перечень наиболее крупных населенных пунктов с указанием величины потребляемой мощности и электроэнергии, основные направления специализации Чеченской Республики, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания.

6.2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за прошедший пятилетний период:

- характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Чеченской Республики, в том числе информация по электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Чеченской Республики;

- отчетная динамика потребления электроэнергии в Чеченской

Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет;

- перечень основных крупных потребителей электрической энергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет (при наличии статистических данных);

- динамика изменения максимума пиковой нагрузки региональной энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет;

- динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от котельных основным группам потребителей за последние 5 лет;

- перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников её покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ региональных энергосистем, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой мощности и года ввода в эксплуатацию;

- характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет;

- основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним;

- основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений;

- объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Чеченской Республики в последнем году;

- динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоёмкость Валового Регионального Продукта, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике);

- единый топливно-энергетический баланс Чеченской Республики (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД (Общероссийский Классификатор Видов Экономической Деятельности).

6.3. 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;

– наличие ограничений пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов и описанием аварийных и ремонтных режимов, в которых данные ограничения возникают;

– отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения);

6.4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики.

В работе необходимо отразить направления развития электроэнергетики Чеченской Республики на основе выполненных прогнозов и расчётов режимов энергосистемы. Данный раздел должен быть подготовлен с учётом Программы социально-экономического развития, энергетической стратегии Чеченской Республики.

В составе разработанного проекта схемы и программы развития региона должны быть представлены:

Анализ функционирования и предложения по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы напряжением 110 кВ и выше.

В качестве исходных данных перечни сведений (с указанием источника информации):

– о вводах электросетевых объектов 35-110 кВ и выше (включая техническое перевооружение), а также генерирующих объектов, *включённых в утверждённые инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;*

– о вводах электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение), а также генерирующих объектов, *включённых в утверждённую Схему и программу развития ЕЭС;*

– о вводах электросетевых объектов 330 кВ и выше (включая техническое перевооружение), а также генерирующих объектов, *включённых в утверждённую Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года;*

– о вводах электросетевых объектов 35-110 кВ и выше (включая техническое перевооружение), а также генерирующих объектов *в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям.*

6.4.1. Прогнозы, потребления, нагрузки:

– прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Чеченской Республики на 5-летний период (с разбивкой по годам) с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями с учётом планируемых технологических присоединений и данных о планируемых объемах потребления по крупным потребителям, а также по планируемым на

территории инвестиционным проектам, представляемых органами исполнительной власти Чеченской Республики, для двух вариантов:

а. прогноз потребления электроэнергии, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС», являющийся основным,

б. прогноз потребления электроэнергии, предоставляемый органом исполнительной власти Чеченской Республики (не являющийся обязательным);

– прогноз максимума нагрузки на период формирования программы развития (с разбивкой по годам) по территории Чеченской Республики, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС»;

– детализация прогноза 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 энергосистемы;

– 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 и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами;

– прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований;

– должна быть дана характеристика, какая часть суммарного потребления тепловой энергии Чеченской Республики может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии (максимальный потенциал развития когенерации при переводе крупных котельных в ПГУ и ГТУ ТЭЦ).

6.4.2. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Чеченской Республики:

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики разрабатывается с учетом результатов использования перспективной расчетной модели для Чеченской Республики и должна содержать:

– анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на зимний/летний максимум/минимум нагрузок за год, предшествующий году разработки схемы развития;

– электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики (режим зимний и летний максимумы нагрузок рабочего дня, летний и зимний минимум нагрузок выходного дня) с учетом поэтапного ввода электроустановок (присоединяемой мощности) для каждого года на пятилетний период;

– расчетные электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ и режимов работы электрических сетей 110 кВ и выше, определённые на период

формирования программы развития;

- анализ характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на пятилетний период с выделением годов поэтапного ввода электроустановок (присоединяемой мощности);

- сформированный перечень «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, определённый на основании балансовых и электрических расчетов, с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением;

- расчет токов короткого замыкания в электрических сетях 35 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики;

- оценка уровня токов к.з. для схемы на 2013-2017 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;

- оценка потребности в увеличении трансформаторной мощности и источников реактивной мощности с разбивкой по годам в период на период формирования программы развития;

- анализ необходимости и мест расположения дополнительных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

- расчет статической устойчивости энергосистемы Чеченской Республики;

- расчёт электромеханических переходных процессов с учетом установки (или реконструкции) генерирующих источников энергосистемы, расчет динамической устойчивости отдельных энергорайонов;

6.4.3. Развитие генерации и источников тепловой энергии:

- перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на территории Чеченской Республики мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации;

- обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость). Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации и демонтажу электростанций, котельных и их размещению;

- прогноз развития энергетики Чеченской Республики на основе ВИЭ (Возобновляемых Источников Энергии) и местных видов топлива;

- формирование рекомендуемой структуры генерирующих мощностей;

- прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Чеченской Республики на 5-ти летний период;

- на основании балансов электрической и тепловой энергии определение потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе;
- анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Чеченской Республики с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных);
- разработка предложений по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Чеченской Республики с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей);

6.4.4. Развитие электросетевых объектов:

- определение необходимых объёмов развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше по годам на основании расчетов электрических режимов для каждого из двух вариантов – а и б в соответствии с положениями п. 6.4.1 настоящего технического задания (при принятии соответствующего решения заказчиком);
- обоснование необходимых мероприятий по развитию электрических сетей на этапах развития энергосистемы на период формирования схемы и программы развития на основании балансовых и электрических расчетов режимов для нормальной, ремонтных и послеаварийных схем (п. 6.4.2 настоящего технического задания):
 - разработанные предложения в виде перечня необходимых мероприятий по развитию и реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации выявленных «узких мест»;
 - разработанные рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования программы развития;
 - разработанные рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период формирования программы развития;
 - разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования программы развития в соответствии с программой социально-экономического развития Чеченской Республики;
- сводный перечень электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу с указанием года ввода в работу (уже запланированных с указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком реализации), в том числе для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы в электрической сети напряжением 110 кВ и выше;
- сводный перечень необходимых мероприятий по реконструкции электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению с указанием сроков реализации (уже запланированных с

указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком), в том числе для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы в электрической сети напряжением 110 кВ и выше;

- разработанные рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше;

- разработанные мероприятия по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей,

- рекомендации по снижению уровня токов короткого замыкания или по замене существующего оборудования энергообъектов;

- определение мест размещения новых подстанций и ЛЭП. Определение сечений проводов ВЛ, числа и мощности трансформаторов и автотрансформаторов на подстанциях;

- на основании сформированного перечня отразить сводные данные по развитию электрической сети напряжением 330кВ и ниже с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года);

- корректировка существующих и определение состава вновь образуемых сечений с расчетами максимально-допустимых перетоков в них.

7. Оценка потребности в капитальных вложениях и объемах строительно-монтажных работ для осуществления рассмотренных вариантов развития энергосистемы.

7.1. Для электросетевых компаний.

7.2. Для генерирующих компаний.

8. Приложения и чертежи

В схеме и программе развития электроэнергетики Чеченской Республики должны быть предоставлены результаты расчетов, аналитические и документальные материалы, оформленные в виде приложений в текстовом и графическом виде:

- карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше на территории Чеченской Республики на последний год формирования схемы и программы развития;

- схема для нормального режима электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Чеченской Республики на последний год периода формирования схемы и программы развития;

- схемы потокораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для всех проведенных расчетных режимов;

- токи трехфазного и однофазного коротких замыканий в сетях 35 кВ и выше с разбивкой по годам на пятилетний период.

В приложении могут быть приведены указанные выше в разделе 6 настоящего технического задания перечни объектов и мероприятий (уже

запланированные с указанием источника информации и вновь предлагаемых с указанием необходимых сроков реализации).

В приложении к схеме и программе развития электроэнергетики Чеченской Республики необходимо привести также материалы использованных источников исходной информации.

9. Исходная информация для разработки региональной программы

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, утвержденная Правительством Российской Федерации;
- схема и программа развития ЕЭС России на семилетний период, утвержденная Минэнерго России;
- инвестиционные программы (а также программы реновации, техперевооружения и реконструкции) генерирующих и электросетевых компаний на территории Чеченской Республики, одобренные в соответствии с правилами Постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977;
- документы территориального планирования Чеченской Республики и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов, при необходимости согласованные Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти;
- энергетическая стратегия России до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009г. № 1715-р;
- информация, предоставляемая Координационным советом по развитию электроэнергетики Чеченской Республики
- программа развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года, утверждённая Правительством Чеченской Республики;
- прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый по региональной энергосистеме Чеченской Республики;
- ежегодный отчет о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- отчетные данные о работе энергосистемы на территории Чеченской Республики.
- результаты инвентаризации и технического аудита электрооборудования, конструкций и сооружений энергообъектов, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода, предоставляемых электросетевыми и генерирующими организациями на территории Чеченской Республики.
- сведения сетевых организаций о заявках на технологическое присоединение и заключенных договорах на осуществление технологического присоединения энергопринимающих устройств на территории Чеченской Республики с разбивкой по годам ввода;

– предложения Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Чеченской Республики, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти 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») в энергосистеме и разработанный им прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Чеченской Республике;

– проработки специализированных проектных организаций о возможностях использования гидроэнергетических ресурсов, геотермальных и других источников энергии на территории Чеченской Республики.

10.Срок выполнения работы – _____

11.Особые условия.

Результаты работы, выполняемой по настоящему Техническому заданию, являются собственностью Заказчика и не могут быть переданы третьей стороне без письменного согласия Заказчика.

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики и приложения к ним представляются Заказчику в виде печатного материала и в электронном виде - в 4 экземплярах.

Исполнитель представляет Схему и программу развития электроэнергетики Чеченской Республики:

– для рассмотрения и согласования промежуточных и итоговых результатов работы в рабочую группу, созданную в соответствии с распоряжением Правительства Чеченской Республики;

– для рассмотрения и обсуждения согласованную редакцию на расширенном заседании Координационного совета по развитию электроэнергетики Чеченской Республики;

– для утверждения в Правительство Чеченской Республики.

**Баланс топливно-энергетических ресурсов Чеченской Республики
на 2011-2016 годы**

Ресурсы		Ед.изм.	Прогноз				
			2011г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016 г
Добыча и производство, всего		млн.т.у.т.	3,2	2,9	2,96	2,86	2,86
в т.ч.:	нефть	млн. тн.	1,5	0,8	0,7	0,7	0,7
		млн.т.у.т.	2,4	2,1	2,0	2,0	2,0
	попутный газ, природный газ	млн.м.куб.	700	700	700	700	700
		млн.т.у.т.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	эл.энергия	млн.квтч.	0	0	400	400	400
		млн.т.у.т.	0	0	0,16	0,16	0,16
Потребление, всего		млн.т.у.т.	4,374	4,548	4,673	4,76	4,821
в т.ч.:	прир.газ	млн.м.куб.	1600	1650	1680	1700	1800
		млн. т.у.т.	1,83	1,86	1,86	1,92	1,96
	попут.газ	млн.м.куб.	700	700	700	700	700
		млн.т.у.т.	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	бензин	млн.тн.	0,3	0,35	0,4	0,45	0,48
		млн.т.у.т.	0,471	0,55	0,628	0,634	0,636
	диз.топл.	млн.тн.	0,26	0,28	0,3	0,32	0,32
		млн.т.у.т.	0,379	0,408	0,437	0,439	0,439
	эл.энергия	млн.квтч.	2235	2324	2371	2418	2466
		млн.т.у.т.	0,894	0,93	0,948	0,967	0,986
Ввоз, всего		млн.т.у.т.	3,574	3,718	3,683	3,702	3,721
в т.ч.:	прир.газ	млн.м.куб	1600	1600	1600	1600	1600
		млн.т.у.т.	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
	бензин	млн.тн.	0,3	0,35	0,4	0,4	0,4
		млн.т.у.т.	0,471	0,55	0,628	0,628	0,628
	диз. топл.	млн.тн.	0,26	0,28	0,3	0,3	0,3
		млн.т.у.т.	0,379	0,408	0,437	0,437	0,437
	эл.энергия	млн.квтч.	2235	2324	1971	2018	2066
		млн.т.у.т.	0,894	0,93	0,788	0,807	0,826

Вводы электросетевых объектов 35-110 кВ (включая техническое перевооружение) и потребность в инвестициях в период 2011-2016 гг. по объектам ОАО «Нурэнерго»

Электросетевые объекты	Всего ввод новых мощностей, км, МВА	Всего инвестиций млн. руб.	По годам												
			2011		2012		2013		2014		2015		2016		
			Ввод км, МВА	Инвестиции, млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиции, млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиции, млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиции, млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиции, млн. руб.	Ввод км, МВА	Инвестиции, млн. руб.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Новые вводы															
ЛЛ 110 кВ															
Л 202 "Горец-Плиево"	62,0	491,3	62,0	491,3											
заходы Л-202 на ПС "Ачхой-Мартан"	8,0	55,0					8,0	55,0							
Лодкл Л-121а Самашки-Горская 3 к Л 121 "Ищерская – Плиево"	5,5	10,7	5,5	10,7											
Л/н "Шали-Курчалой- 110"	22,0	138,7			22,0	138,7									
Л/н "Ойсунгур- Курчалой -110"	15,0	94,5			15,0	94,5									
лп. от Л136 и Л 137 на ПС "ГНПЗ"	8,0	45,7	8,0	45,7											
лп. от Л-114 и Л-115 на ПС "Восточная 2"	3,0	24,9							3,0	24,9					
лп. от Л136 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											
Л/н "Аргунская 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											
зах. Л-146, Л-144 на ПС 330 кВ "Гудермес"	11,0	64,8												11,0	64,8

30"														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
/н "Гудермес-330 - Гудермес-110" аходы Л-144 на ПС Гудермес -2"	13,0	99,9									13,0	99,9		
/н "Грозный -330 - Аргунская -ТЭЦ-4" Л- 25	12,8	71,0			12,8	71,0								
юсстановл. Л-160 Аргунская ТЭЦ-4 - Пали"	12,5	62,0					12,5	62,0						
юсстановл. Л -144 Ойсунгур- Гудермес ягов." (подвеска провода)	28,5	15,0			28,5	15,0								
аход Л-175 на ПС Червленная"	6,5	40,6							6,5	40,6				
юсстановл. Л-122 Ищерская -Плиево" при новом строительстве)	60,6	300,8			60,6	300,8								
Итого по ВЛ 110 кВ	313,4	1826,0	85,5	613,3	150,9	702,2	42,5	272,0	10,5	73,8	13,0	99,9	11,0	64,8
ВЛ 35 кВ														
юсстановл. Л-29 "15 юл. с/з-№84"	3,5	20,4	3,5	20,4										
юсстановл. Л-32 мол. с/з - Горская-1"	32,5	149,4			32,5	149,4								
Т-451 "Шали- Бройлерная"	10,8	49,7	10,8	49,7										
Т-450 "Бройлерная- Сурчалой-110"	10,2	46,9			10,2	46,9								
Т-50 "Ведено-Саясан" : отп. на ПС "Центорой"	23,5	108,1			23,5	108,1								
Т -444 а "Новокули- Южай-Юрт"	18,1	83,2					18,1	83,2						
5/н "Электроприбор- Сатаяма"	8,0	36,8											8,0	36,8
5/н "Аэропорт- Сатаяма"	10,0	46,0									10,0	46,0		

/и "Черноречье-ападная"	2,4	18,8	2,4	18,8										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
осстановл. Л-453 Гудермес гор. – "Едиинструмент"	2,3	18,0			2,3	18,0								
осстановл. Л-69 Гвардейская- наменская"	10,8	49,7							10,8	49,7				
осстановл. Л-46 Шелковская- "удермес гор." с отп. на ПС "Азамат-Юрт"	21,7	20,0												
Итого по ВЛ-35 кВ	153,8	647	16,7	88,9	68,5	322,4	18,1	83,2	10,8	49,7	10,0	46,0	8,0	36,8
Итого вводы по ВЛ 10-35 кВ	467,2	2473	102,2	702,2	219,4	1024,6	60,6	282,8	21,3	123,5	23	145,9	19,0	101,6
ПС 110 кВ														
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 110 кВ)	32,0	324,8					32,0	324,8						
"Самашки" строительство на новом месте)	32,0	423,3	32,0	423,3										
"Торская -3 (перевод на 110 кВ)	32,0	416,2							32,0	416,2				
"Октябрьская" строительство на новом месте)	16,0	209,5			16,0	209,5								
Итого по ПС 110 кВ	394	3349,8	82	925,4	148	1104,2	32	324,8	132	611,2				
ПС 35 кВ														
"Бройлерная"	12,6	73,6	12,6	73,6										
"Катаяма"	12,6	73,6									12,6	73,6		
"15 мол. совхоз" (восстановление)	5,0	64,8	5,0	64,8										

Центроной" восстановление)	2,5	45,6			2,5	45,6								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Итого по ПС 35 кВ	32,7	257,6	17,6	138,4	2,5	45,6					12,6	73,6		
Итого вводы по ПС 10-35 кВ	426,7	3607,4	99,6	1063,8	150,5	1149,8	32	324,8	132	611,2	12,6	73,6		
. Замена оборудов. реконструкция и ехи. (ревооружение)														
ВЛ 110 кВ														
Г-128 "Ярыксу- Ййсунгур"	26,3	29,0	26,3	29,0										
Г-126 "Гудермес- Гудермес тягов."	10,5	15,0	10,5	15,0										
Г-175 "Терек тягов. - Червленая"	42,0	35,0			42,0	35,0								
Итого по ВЛ 110 кВ	78,8	79	36,8	44	42	35								
ВЛ-35 кВ														
Г-60 «Ачхой-Мартан - Замашки»	12,5	10,0			12,5	10,0								
Г-402 «Толстой-Юрт - Червленая»	14,0	8,0					14,0	8,0						
Итого по ВЛ 35 кВ	26,5	18,0			12,5	10,0	14,0	8,0						
Всего замена по ВЛ 110-35 кВ	105,3	97	36,8	44	56,5	45	14	8,0						
ПС 110 кВ														
"Червленая" завершен. реконстр. и оформление)	-	1,0	-	1,0										
«Горец» (зам. выкл. 110 кВ-3 шт., 35 кВ-6 шт., КРУ-10, разъед. ГСН, ТГ, ТН, ОПН и др.)	-	140,6		140,6										
«Ишерская» (зам. Г-1, Г-2, выкл. 110 кВ-11	50,0	538,7					50,0	538,7						

пг., КРУ-6 (10), азьед, ТСН,ТТ, ТН, ЛПН и др.)														
ГРП-110» (зам. Т-3)	25,0	32,3	25,0	32,3										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
«Ойсунгур» (уст выкл. 10 кВ-5 шт, зам. ТСН,ТТ,ТН, ОПН)	-	185,3		148,3		37,0								
«Шали» (уст. Выкл. 10 кВ -7 шт., 35 кВ -1 шт., замена Т-1, Т-2, ыкл. 35 кВ-6 шт. КРУ 10 разьед, ТСН, др.)	50	376,8			50,0	376,8								
«Наурская» (уст. ыкл. 110 кВ -2 шт., амена выкл. 110 кВ-3 шт. замена выкл. 35 В-6 шт., КРУ-10 и др.)	-	214,7					-	214,7						
«Холодильник»(уст. Г-2, выкл. 110 кВ-1 шт. и др.)	25,0	70,0	25,0	70,0										
«Каргалиновская» уст. Т-2, выкл. 110 В-1 шт., замена выкл. 15 кВ-1 шт., замена ыкл. 110 кВ-1 шт., 35 В -6 шт.)	10,0	135,6							10,0	135,6				
«Горячесточненская» уст выкл. 110 кВ-1 шт, замена выкл. 110 В-2 шт, 35 кВ -6 шт., КРУ-6 и др.)		140,6						140,6						
«Шелковская» (уст ыкл. 110 кВ-2 шт., амена выкл. 110 кВ-1 шт., 35 кВ -8 шт., КРУ-10, разьедин. и др.)		146,7								146,7				
«Северная» (зам. Т-1, Г-2)	80,0	74,1			80,0	74,1								

Алпатово» (уст выкл. 10 кВ-1 шт., зам КРУ-10, разьед., ТТ, Н, ОПН и др.)		42,6												42,6
Ищерская тяг.» (уст. 2	25,0	44,0									25,0	44,0		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
№84» (уст выкл. 110 В-1 шт., выкл. 35кВ-шт.)		40,1		40,1										
Цемзавод» (зам. Т-3, реконст. ОРУ-110)	10,0	12,7	10,0	12,7										
Восточная» (уст. выкл. 35 кВ-1 шт., ам. Т-1, выкл. 110 В-1 шт., разьед., ТТ, Н, ОПН и др.)	25,0	72,5			25,0	72,5								
Южная» (уст. Т-2, выкл. 110 кВ-1 шт., ам. Т-1 и др.)	50,0	98,4	25,0	70,5	25,0	27,9								
Гудермес» гор. выкл. 110 кв.-7 шт., выкл-35 кВ-2шт., зам. Г-1, Т-2, замена всего оборуд.)	50,0	313,4					50,0	313,4						
АКХП» (уст. Т-2, выкл. 110 кВ-2 шт.)	10,0	116,7							10,0	116,7				
Терек тяг. (уст. Выкл 110 кВ-2 шт., выкл. 35 В-1 шт.)		40,1										40,1		
Гудермес» тяг. (уст. Г-2, выкл.110 кВ -2 шт.)	25,0	118,1		37,0							25,0	81,1		
Итого по ПС 110 кВ	525	2955	85	552,5	180	588,3	100	1207,4	20	399	50	165,2		
ПС 35 кВ														
Кугули» (уст. Т-1 , выкл. 35 кВ -1 шт., зам КРУ-10	2,5	17,4					2,5	17,4						
Фрунзе» (зам. КРУ-6, ГТ, ТН и др.)		5,0				5,0								
Майская» (уст. Т-2,	1,6	15,2					1,6	15,2						

ам. КРУ-6, ТТ, ТН)														
Надтеречная» (зам. Т-1, Т-2, КРУ -10, ТТ, Н и др.)	8,0	27,2			8,0	27,2								
Ассиновская» (уст. Т-2, уст. выкл. 35 кВ-2 шт. и др.)	4,0	23,5	4,0	23,5										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Западная» (замена Т- Т-2)	20,0	28,4	20,0	28,4										
Аэропорт» (уст. выкл. 35 кВ-1 шт.)		3,0										3,0		
Правобережная» (уст Т-2, выкл. -35 кВ-2 шт., КРУ-10»	4,0	28,0	4,0	28,0										
Азамат-Юрт» (уст. Т-1, выкл. 35 кВ-1 шт., зам. КРУ-10)	2,5	18,9			2,5	18,9								
Карьеры» ((уст. Т-1, выкл. 35 кВ-1 шт., ам. КРУ-10)	2,5	18,9	2,5	18,9										
Шатой» (уст. выкл. 35 кВ-2 шт.)		6,0		6,0										
Махкеты» (уст выкл. 35 кВ- 1шт, замена Т- КРУ -10)	4,0	14,2			4,0	14,2								
Бенной (зам. КРУ-6)		5,0		5,0										
Саясан» (уст Т-2, выкл. 35 кВ-4 шт. замена КРУ -10)	4,0	32,6			4,0	32,6								
Ножай-Юрт» реконст. ОРУ 35 кВ, уст выкл. 35 кВ-1 шт.)		5,6						5,6						
Мединструмент» уст Т-2, уст. выкл. 35 кВ -1 шт.)	4,0	22,5	4,0	22,5										
Бердыкель» (уст Т-2, уст. выкл. 35 кВ-1 шт. замена КРУ -6)	6,3	28,0	6,3	28,0										
Курчалой» (зам. выкл. 35 кВ- 3 шт.		20,3						20,3						

РУ-10 и др.)													
Итого по ПС 35 Кв	63,4	320,2	40,8	160,3	18,5	97,9	4,1	58,5				3,0	
Итого замена по ПС 10-35 кВ	588,4	3468,6	125,8	712,5	195,5	686,2	104,1	1265,9	20			168,2	
Всего по ВЛ и ПС 10-35 кВ	1587,6	9646	327,6	2478,5	426,5	219,4	106,6	615,6					

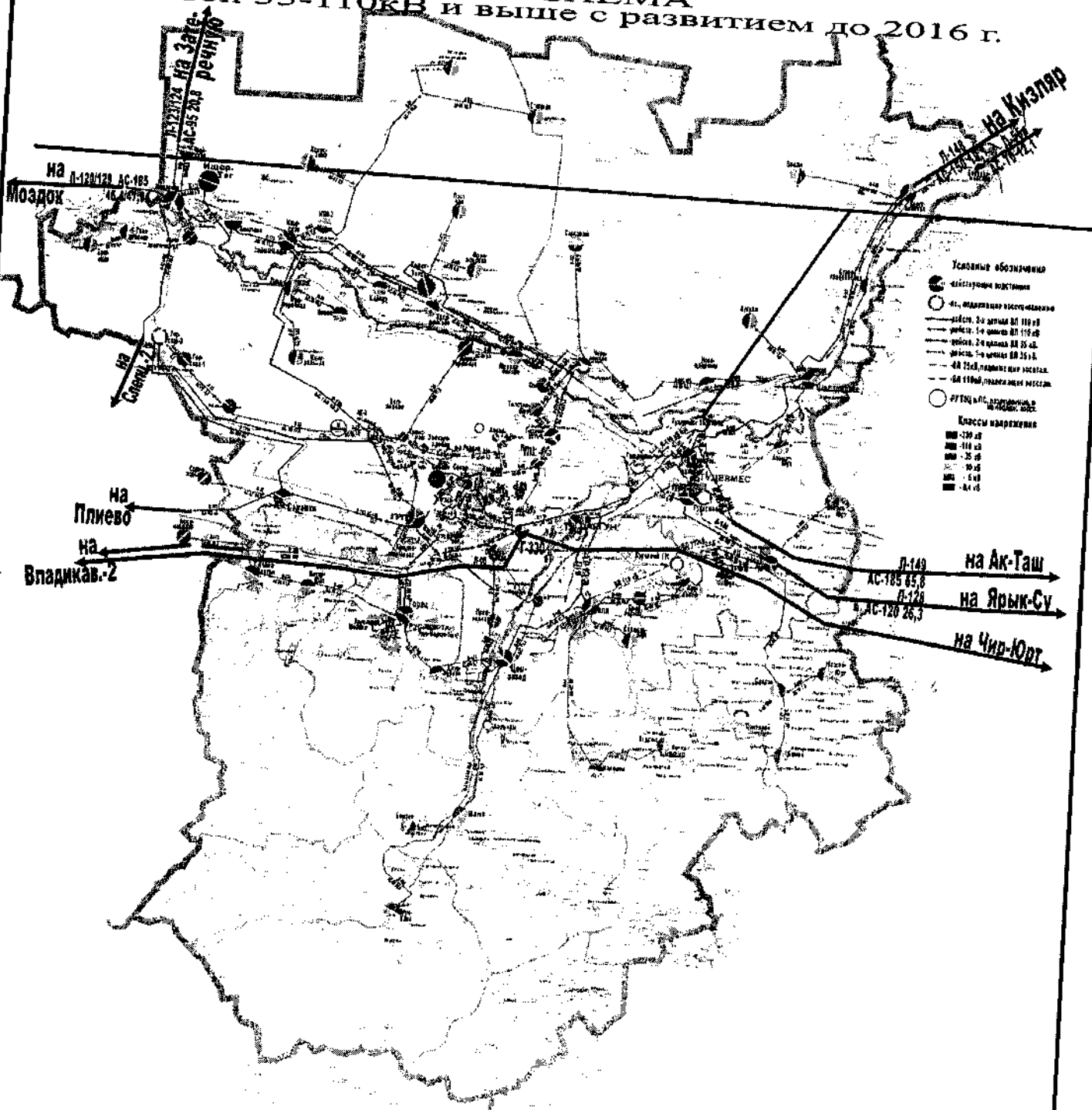
Приложение 4

Реестр заявок на технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям ОАО «Нурэнерго»

№ п/п	Заявитель (объект)	N, МВт	Дата поступления заявки	Дата получения проекта ТУ	Дата согласования ТУ	Дата направления ТУ для расчета стоимости ТП	Дата представления предварительной платы за ТП	Предварительная стоимость ТП, млн. руб.	Дата направления договора на согласование	Ориентировочная дата ввода объекта	Дата и № ДТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	В/ч 5157 Ведено (Батальон «ЮГ») ПС 35/10 кВ Ведено	1,13	12.03.09	03.03.09	12.03.09	16.03.09	03.04.09	40,31	06.04.09	4 кв. 2011 г.	298/2009 от 15.06.2009
2	Акварпарк г. Гудермес (ПС 35/6 кВ «Мединструмент»)	1,00	27.07.09	27.07.09	31.07.09	05.08.09	11.08.09	109,05	12.08.09	подключен	
3	Грозный –Сити (ЗАО «Инкомстрой») (ПС 110/35/10 кВ «Южная» и ПС 110/35/10 кВ «Северная»)	9,83	26.02.10	03.03.10	22.03.10	25.03.10	31.03.10	265,02	06.04.10	4 кв. 2011 г.	
4	Гудермес –Сити (ЗАО «Инкомстрой») (ПС 110/10 кВ «Гудермес –Сити»)	7,48	26.02.10	03.03.10	20.05.10	03.06.10	09.06.10	763,17	11.06.10	4 кв. 2012 г.	
5	Консервный и стекольный з-д (г Грозный) проектируемая ПС 35/10 кВ	1,86	01.10.09	02.10.09	14.10.09	20.10.09	26.10.09	173,32	05.11.09	отказ	31.05.10, № 207/210 НЭ
6	КПЧР «Дирекция» ВНС-9 г. Грозный (ПС 35/10 кВ «Западная»)	6,0	18.08.09	10.09.09	17.09.09	24.09.09	30.09.09	46,9	01.10.09	4 кв. 2011 г.	
7	Грозненская республиканская больница (ПС 110/10 «Южная»)	3,33	21.12.09	27.02.10	16.03.10	17.03.09	22.03.10	128,5	25.03.10	4 кв. 2011 г.	
8	Кирпичный з-д г. Грозный (ПС 110/35/10 кВ ГРП-110)	2,8	24.02.10	24.02.10	05.03.10	10.03.10	13.03.10	50,59	19.03.10	Не определена	
9	«Чеченмелиоводхоз», г. Грозный (Проектируемая ПС 35/10 кВ)	1,89	25.03.10	06.04.10	22.04.10	26.04.10	20.05.10	92,81	25.05.10	1 кв. 2012 г.	
10	Многофункциональное административное здание (Минбанк) ПС 110/35/10 кВ	2,39	19.05.10	19.05.10	03.06.10	03.06.10	07.06.10	61,33	08.06.10	4 кв. 2012 г.	

	«Северная»										
11	Аргунский комбинат стройматериалов (РУ 110/35/10 кВ Аргунской ТЭЦ)	3,0	18.05.10	18.05.10	15.06.10	16.06.10	23.06.10	25,98	24.06.10	отказ	
12	Консервный з-д с. Центорой ПС 35/6 кВ «Мединструмент»	1,2	26.02.10	05.04.10	20.04.10	23.04.10	30.04.10	32,21	21.05.10	3 кв. 2011 г.	
13	Очистные сооружения г. Гудермес (Проектируемая ПС 110/10 кВ «Гудермес-Сити»)	2,22	11.06.10	16.06.10	30.06.10	01.07.10	06.07.10	5,45	07.07.10	отказ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
14	Водозабор «Черная речка» с. Джалка (Проектируемая ПС 110/10 кВ «Гудермес-Сити»)	1,7	11.06.10	16.06.10	30.06.10	01.07.10	06.07.10	3,87	07.07.10	2 кв. 2015 г.	
15	Грозненский нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) (Проектируемая ПС 110/10 кВ «НПЗ»)	19,40	25.06.10	25.06.10	20.07.10	21.07.10	03.08.10	54,34	06.08.10	4 кв. 2013 г.	26.08.10 №319/2010 НЭ
16	ОАО «Грозненский газоперерабатывающий завод» ПС 110/35/10 кВ №84	4,3	20.09.10	23.09.10	11.10.10	14.10.10				Не определен	
17	Лечебный корпус ЦРБ г. Гудермес (Проектируемая ПС 110/10 кВ) «Гудермес Сити»)	1,55	02.08.10	05.08.10	16.08.10	17.08.10	24.08.10	5,01	31.08.10	4 кв. 2012 г.	
18	ООО ПКФ «Казбек» ПС 110/35/10 кВ Цемзавод	4,45	15.07.10	05.08.10	25.08.10	26.08.10	01.09.10	89,37	07.09.10	4 кв. 2012 г.	16.09.10 №382/2010 НЭ

КАРТА-СХЕМА
 эл. сетей 35-110кВ и выше с развитием до 2016 г.



- Условные обозначения**
- — электростанция
 - — подстанция высшего напряжения
 - — линия 35 кВ между 80 и 110 кВ
 - — линия 110 кВ между 80 и 110 кВ
 - — линия 24 кВ между 80 и 25 кВ
 - — линия 24 кВ между 80 и 25 кВ
 - — АЭ 110 кВ, параллельная линиям
 - — АЭ 110 кВ, параллельная линиям
 - — РЭС (АС) с указанием в центре: АЭС
- Классы напряжений**
- 110 кВ
 - 110 кВ
 - 35 кВ
 - 35 кВ
 - 35 кВ
 - 35 кВ

