



# ПРАВИТЕЛЬСТВО ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

## РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30.12.2016

г. Грозный

№ 370-р

### О внесении изменений в распоряжение Правительства Чеченской Республики от 31 декабря 2015 года № 361-р

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 5 августа 2015 года № 186-р «О выделении денежных средств Министерству промышленности и энергетики Чеченской Республики»:

1. Схему и программу развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016-2020 годы, утвержденную распоряжением Правительства Чеченской Республики от 31 декабря 2015 года № 361-р, изложить в новой редакции согласно приложению.

2. Контроль за выполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Председателя Правительства Чеченской Республики Х.С. Хакимова.

3. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

Председатель Правительства  
Чеченской Республики



Р.С.-Х. Эдельгериев



ПРИЛОЖЕНИЕ

в распоряжению Правительства  
Чеченской Республики

от 30.12.2016 № 370-р

**Схема и программа развития электроэнергетики  
Чеченской Республики на период 2016-2020 годов**

**Грозный, 2016**

### Паспорт Программы

<b>Наименование Программы</b>	Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016-2020 годы (далее - Программа)
<b>Основание для разработки</b>	Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»; Поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29.03.2010 года № Пр0839 пункт 5); Протокол Всероссийского совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации от 9 ноября 2010 года №АШ-369 пр;
<b>Государственный заказчик</b>	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
<b>Основной разработчик Программы</b>	ООО НПП «Энергопром-инжиниринг»
<b>Цели Программы</b>	Формирование стратегии развития энергетики Чеченской Республики, разработка экономических, технических, организационных и правовых условий, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование системы обеспечения электроэнергией хозяйственного комплекса Чеченской Республики; развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
<b>Задачи Программы</b>	- 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 надёжного 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.
<b>Важнейшие оценочные показатели Программы</b>	- 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.

<b>Сроки и этапы реализации Программы</b>	2016-2020 годы
<b>Исполнители основных мероприятий</b>	электросетевые и генерирующие компании Чеченской Республики (по согласованию); Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики; электросетевые и генерирующие компании (по согласованию)
<b>Объемы и источники обеспечения Программы</b>	Финансирование программных мероприятий определено в объеме <b>74216,93 млн. рублей</b> (прогнозно), в том числе: на объекты генерации 57 496,9 млн. руб.: - Грозненская ТЭС - 45 150 млн. руб. (согласно ПСД проекта – заказчик ООО «ГЭХ Инжиниринг»); - 1 очередь каскада ГЭС на р. Аргун – 11 448,4 млн. руб. - малые ГЭС на реках Аргун и Сунжа – 898,5 млн. руб. Реализация Программы предусмотрена за счет внешних инвестиционных средств, собственных средств предприятий.
<b>Ожидаемые конечные результаты реализации Программы</b>	в ходе реализации программных мероприятий запланировано: вводы новых электросетевых объектов - ВЛ 330-110-35 кВ – 554,43 км. - ПС 330-110-35 кВ – 669,1 МВА, в т.ч. ПС-110 кВ: Курчалой, Гудермес-Сити, Черноречье. реконструкция и техническое перевооружение электросетевых объектов - ВЛ 110-35 кВ – 65,1 км. - ПС 110-35 кВ – 456,1 МВА строительство объектов генерации - Грозненская ТЭС – 420 МВт
<b>Система организации контроля за исполнением Программы</b>	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»

## Содержание

<b>Введение</b> .....	9
<b>Раздел 1. Общая характеристика региона</b> .....	12
<b>Раздел 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за период 2010–2014 гг.</b> .....	25
2.1. Общая характеристика Чеченской энергосистемы .....	25
2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чеченской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет. ...	26
2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности. ...	33
2.4. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки .....	34
2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Чеченской Республике, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей. ....	39
2.6. Перечень основных групп потребителей тепловой энергии .....	40
2.7. Структура установленной электрической мощности и выработки электрической энергии на территории Чеченской Республики .....	40
2.8. Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5МВт .....	41
2.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности .....	41
2.10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Чеченской Республики за период 2010–2014 гг. ....	41
2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики 110кВ и выше .....	44
2.12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений. ....	46
2.13. Единый топливно-энергетический баланс Чеченской Республики .....	48
<b>Раздел 3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Чеченской Республики</b> .....	50
<b>Раздел 4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики</b> .....	52
4.1. Анализ функционирования и предложения по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы напряжением 110 кВ и выше. ...	52
4.2. Расчеты электроэнергетических режимов. ....	55
4.2.1. Расчеты электроэнергетических режимов .....	62
4.2.1.1. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2016 года .....	62
4.2.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года .....	62

4.2.1.3. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года .....	62
4.2.1.4. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года .....	62
4.2.1.5. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года .....	63
4.2.1.6. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года .....	63
4.2.1.7. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года .....	63
4.3. Анализ расчётов электроэнергетических режимов. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики .....	63
4.3.1. Анализ расчётов электроэнергетических режимов «реалистического» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики в «реалистическом» варианте .....	64
4.3.1.1. Краткая характеристика режимно-балансовой ситуации в период 2015-2020 гг. ...	64
4.3.1.2 Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года .....	66
4.3.1.3 Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года .....	68
4.3.1.4. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года .....	72
4.3.1.5. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года .....	76
4.3.1.6. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года .....	79
4.2.1.7. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года .....	82
4.3.1.8. Мероприятия по противоаварийной автоматике .....	84
4.3.1.9 Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Чеченской энергосистемы .....	85
4.3.1.10 Наличие отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети .....	86
4.3.1.11 Рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования программы развития .....	86
4.3.1.12 Анализ загрузки трансформаторов 110 кВ на энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики в период формирования Программы развития по «реалистическому» варианту .....	87
<b>Заключение</b> .....	<b>89</b>
<b>Список принятых сокращений</b> .....	<b>91</b>
<b>Перечень нормативной и ссылочной документации</b> .....	<b>91</b>

<b>ПРИЛОЖЕНИЯ И ЧЕРТЕЖИ</b>	
1	Приложение 1 «Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, подключаемым потребителям, а также прогнозы потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики, используемые в расчётной электрической модели»
2	Приложение 2 «Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, прогнозы потребления мощности энергосистем субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа»
3	Приложение 3 «Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы по состоянию на 01.03.2015 г.»
4	Приложение 4 «Перечень по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы для ликвидации «узких мест» в «реалистическом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики»
5	Приложение 5 «Техническое задание на разработку СиПР 2016-2020 годы»
6	Карты-схемы «Схемы развития электроэнергетики Чеченской Республики»
7	Приложение РВ-ЛМ-2016-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2016 года»
8	Приложение РВ-ЛМ-2016-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2016 года»
9	Приложение РВ-ЗМ-2016-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года»
10	Приложение РВ-ЗМ-2016-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года»
11	Приложение РВ-ЗМ-2017-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года»
12	Приложение РВ-ЗМ-2017-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года»
13	Приложение РВ-ЛМ-2018-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года»
14	Приложение РВ-ЛМ-2018-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года»
15	Приложение РВ-ЗМ-2018-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года»
16	Приложение РВ-ЗМ-2018-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года»

17	Приложение РВ-ЛМ-2020-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года»	
18	Приложение РВ-ЛМ-2020-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года»	
19	Приложение ОВ-ЗМ-2020-Таблицы «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года»	
20	Приложение ОВ-ЗМ-2020-Графика «Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года»	

## Введение

Настоящая работа выполнена согласно государственного контракта от 14.10.2015 г. № 05 между ООО НПП «Энергопром-инжиниринг» и Министерством промышленности и энергетики Чеченской Республики в соответствии с Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2016-2020 годы (приложение 5).

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

- Федеральным законом Российской Федерации от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

- Федеральным законом от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...»;

- Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»,

- постановлением Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

- постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в редакции Постановлений Правительства Российской Федерации от 12 августа 2013 года № 691, от 17 февраля 2014 года № 116, 23 января 2015 года № 47 и от 16 февраля 2015 года №132;

- распоряжением Правительства Чеченской Республики от 25 января 2010 года N 14-р «Комплекс мер по снижению энергетических издержек предприятий малого и среднего бизнеса Чеченской Республики»;

- 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 Российской Федерации под председательством Заместителя Министра энергетики Российской Федерации, Заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 9 ноября 2010 года №АШ-369 пр;

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

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики выполнена на основании:

- генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, утвержденной Правительством Российской Федерации;

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы, утвержденной Минэнерго России;

- инвестиционных программ (а также программ реновации, техперевооружения и реконструкции) генерирующих и электросетевых компаний на территории Чеченской Республики, утвержденных в соответствии с правилами Постановления Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 года № 977;

- документов территориального планирования Чеченской Республики и муниципальных образований Чеченской Республики, при необходимости согласованных Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти;

- результатов инвентаризации и технического аудита электрооборудования, конструкций и сооружений энергообъектов, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода, представляемых распределительными сетевыми компаниями и генерирующими организациями на территории Чеченской республики;

- энергетической стратегии России до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года №1715-р;

- стратегии социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года;

- стратегии развития электроэнергетики Северо-Кавказского федерального округа до 2015 г. и на перспективу до 2025 года;

- информации, предоставляемая ОИВ и Координационным советом по развитию электроэнергетики Чеченской Республики

- программы развития энергетики Чеченской Республики на период до 2030 года, утверждённой постановлением Правительства Чеченской Республики от 23.06.2011 года № 110;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2013-2017 годы, утвержденной постановлением Правительства Чеченской Республики от 24.07.2012 № 147;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2014-2018 годы, утвержденной распоряжением Правительства Чеченской Республики от 26.08.2013 года № 260-р;

- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2015-2019 годы, утвержденной распоряжением Правительства Чеченской Республики от 05.05.2015 № 115-р.

Основной задачей работы является разработка рекомендаций по рациональному развитию энергосистемы Чеченской Республики с учетом потребности в электрической энергии и развития источников электроснабжения, определение необходимых объемов строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей в период до 2020 года. Результатом выполненной работы является информационная база для составления инвестиционных программ и планов капитального строительства объектов электроэнергетики и их проектирования.

Основными задачами работы в соответствии с пунктом 2 "Технического задания» 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.

За отчетный в Программе принят 2014 год, за расчетный - 2020 год.

## **Раздел 1. Общая характеристика региона**

Чеченская Республика – субъект Российской Федерации, входящий в состав Северо-Кавказского федерального округа (далее – СКФО), расположена в центральной части северного склона Большого Кавказа, прилегающей Чеченской равнины и Терско-Кумской низменности.

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

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

Площадь региона - 16,1 тыс. кв. км.

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.

Климат республики формируется в результате сложных взаимодействий как местных климатообразующих факторов, так и тех общих климатических процессов, которые протекают далеко за ее пределами, на обширных пространствах материка Евразии.

К местным факторам, оказывающим существенное влияние на климат Чечни, относится ее географическое положение: сложный, сильно расчлененный рельеф, близость Каспийского моря. Располагаясь в одном широтном поясе с субтропиками Черноморского побережья и южной Франции, республика в течение всего года получает много солнечного тепла. Поэтому лето здесь жаркое и продолжительное, а зима короткая и сравнительно мягкая. Северный склон Кавказского хребта служит климатической границей между умеренно теплым климатом Северного Кавказа и субтропическим климатом Закавказья. Главный Кавказский хребет образует труднопреодолимый барьер на пути течения субтропического воздуха из области Средиземноморья. На севере республика не имеет высоких преград, и поэтому континентальные воздушные массы относительно свободно продвигаются по ее территории с севера и востока. Континентальный воздух умеренных широт господствует на равнинах и предгорьях Чечни во все времена года.

Температурные условия Чечни 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 станице Орджоникидзевской, 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. На равнинах среднюю температуру воздуха выше 20 имеют три летних месяца, а в предгорьях - два.

В горах на высоте 1500-1600 метров средняя температура июля +15, на высоте 3000 метров она не превышает +7...+8, а у снежных вершин Бокового хребта опускается до +1.

Зима на равнинах и в предгорьях сравнительно мягкая, но неустойчивая, с частыми оттепелями. Число дней с оттепелями здесь достигает 60-65.

В горах оттепели бывают реже, поэтому здесь нет таких резких колебаний температуры, как на равнине. С увеличением высоты средняя температура января понижается. На Чеченской равнине она составляет -4...-4,2, в предгорьях снижается до -5 ...-5,5, на высотах около 3000 метров - до -11, а в зоне вечных снегов - до -18. Однако самые суровые морозы в республике бывают не в горах, а на равнинах. Температура на Терско-Кумской низменности может опускаться до -35, в то время как в горах она не бывает ниже -27. Это происходит потому, что при сравнительно теплой зиме и прохладном лете в горах контрасты между летними и зимними температурами сглаживаются. Следовательно, климат с увеличением высоты становится менее континентальным и более ровным.

В течение всего года воздух в Чечне, за исключением горной части, отличается значительной влажностью. Среднегодовая абсолютная влажность на территории республики колеблется от 6-7 миллибаров в высокогорьях до 11,5 миллибара на равнинах. Наименьшая абсолютная влажность наблюдается в зимнее время; летом, наоборот, она всегда высокая, максимум ее наступает в июле. С высотой абсолютная влажность понижается.

Одним из важнейших климатообразующих факторов является облачность. Облачность смягчает летнюю жару и умеряет зимние морозы. В облачную погоду обычно не бывает ночных заморозков. Одновременно облака являются носителями осадков. На равнинах республики наибольшая облачность наблюдается зимой. Самый облачный месяц - декабрь. Летом преобладает безоблачная и малооблачная погода. Наименьшей облачностью отличается август. В горах, наоборот, самые ясные - зимние месяцы, а самые облачные - летние.

Ясных дней в году в предгорьях и горах гораздо больше, чем на равнинах. Так, в селении Шатой десять месяцев в году имеют вероятность ясного неба свыше 30 процентов дней, а в Грозном - только 6 процентов.

Атмосферные осадки на территории Чечни 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. В глубоких речных долинах и котловинах осадков всегда меньше, чем на окружающих склонах. Мало их выпадает и в продольных долинах. Особой засушливостью в республике отличается Алханчуртская долина. Выпадают осадки в течение года в Чечне неравномерно. Летние осадки преобладают над зимними. Максимум их везде приходится на июнь, минимум - на январь-март. Летние осадки выпадают преимущественно в виде ливней.

В холодный период года осадки выпадают в виде снега. Но на равнинах и в зимние месяцы некоторая их часть может выпадать в виде дождя. С увеличением высоты количество твердых осадков возрастает, а в высокогорьях снег выпадает весной, осенью и даже летом. На долю твердых осадков здесь может приходиться почти 80 процентов от их общего количества.

На равнинах республики снежный покров появляется в начале декабря. Обычно он носит неустойчивый характер и в течение зимы может несколько раз стаять и появляться вновь. Зимой здесь насчитывается 45-60 дней со снежным покровом. Его средняя максимальная высота не превышает 10-15 сантиметров. Исчезает снежный покров в середине марта.

В предгорьях снег появляется в конце ноября, а тает в конце марта. Число дней со снегом здесь увеличивается до 75-80, а средняя максимальная высота снежного покрова - до 25 сантиметров.

На высотах 2500-3000 метров устойчивый снеговой покров появляется в сентябре и держится до конца мая. Число дней со снегом достигает 150-200 и более. Высота снежного покрова зависит от рельефа. С открытых мест он сдувается ветром, а в глубоких долинах и наветренных склонах накапливается.

На высотах 3800 метров и выше снег сохраняется в течение всего года.

На территории Чеченской республики есть как возвышенности, так и равнинные участки. Часть республики расположена на склоне Большого Кавказского хребта, часть - на Чеченской равнине и Терско-Кумской низменности. Таким образом, на севере республики находится зона пустынь и полупустынь, в центре - лесостепь, а на юге - Кавказские горы. Условно территорию Чеченской республики можно разделить на Терско-Кумскую низменность, Чеченскую предгорную равнину, Терско-Сунженскую возвышенность и горную часть.

Терско-Кумская низменность расположена между Тереком на юге и Кумой на севере. На западе ее естественной границей является Ставропольская возвышенность, а на востоке - Каспийское море. К Чеченской Республике относится только южная часть Терско-Кумской низменности. Почти три четверти всей ее площади здесь занимает Терский песчаный массив.

Своим всхолмленным рельефом он отчетливо выделяется среди окружающих равнинных пространств. В геологическом отношении Терско-Кумская низменность представляет собой часть Предкавказского прогиба, заполненного сверху морскими отложениями Каспийского моря.

В четвертичное время большая часть Терско-Кумской низменности неоднократно заливалась водами Каспия. Последняя трансгрессия произошла в конце ледникового периода. Судя по распространению морских отложений этой трансгрессии, получившей название Хвалынской, уровень Каспийского моря в то время достигал отметки 50 метров над уровнем океана. Почти вся площадь Терско-Кумской низменности была занята морским бассейном.

Впадающие в Хвалынский бассейн реки приносили массу взвешенного материала, отлагавшегося в устьях и образующего большие песчаные дельты. В настоящее время эти древние дельты сохранились на низменности в виде песчаных массивов. Самый крупный из них - Терский - почти целиком находится на территории Чеченской Республики. Он представляет собой дельту древней Куры.

Одной из распространенных форм рельефа Притерского массива являются грядовые пески. Они тянутся параллельными рядами в широтном направлении, совпадающем с направлением господствующих ветров. Высота гряд может изменяться от 5-8 до 20- 25 метров, ширина - от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Отделяются гряды одна от другой межрядовыми ложбинами, которые, как правило, шире самих гряд. Гряды заросли растительностью и имеют мягкие очертания.

Интересной формой песчаных образований в Притерском массиве являются барханные пески. Особенно ярко они выражены в его северной и северо-восточной частях. Барханные пески располагаются цепями, вытянутыми перпендикулярно господствующим восточным и западным ветрам. Высота отдельных гребней достигает 30-35 метров. Барханные цепи разделяются сквозными долинами и котловинами выдувания.

За годы советской власти в Притерском массиве были проведены большие работы по закреплению сыпучих песков древесной и травянистой растительностью.

Встречаются в Притерском массиве и другие формы рельефа - бугристые пески. Они представляют собой заросшие песчаные холмы мягких очертаний высотой 3-5 метров. В пределах Терско-Кумской низменности особо следует выделить долину реки Терека. Левобережная часть ее характеризуется хорошо выраженными террасами, весь комплекс которых отчетливо прослеживается у станции Ищерской.

Чеченская предгорная равнина является частью Терско-Сунженской равнины, расположенной к югу от Сунженского хребта. Ассиновским отрогом Терско-Сунженская равнина разделяется на две обособленные предгорские равнины - Осетинскую и Чеченскую, которая с юга ограничена подножием Черных гор, а с севера Сунженским и Терским хребтами. В северо-восточном направлении равнина полого понижается от 350 до 100 метров.

Поверхность ее расчленена долинами многочисленных рек, пересекающих ее в меридиональном направлении. Это придает монотонному равнинному рельефу волнистый характер.

Больше изрезана долинами, сухими руслами и балками северная часть равнины, выходящая к реке Сунжа. Здесь, кроме речек, стекающих с гор, во многих местах на поверхность выбиваются родники, образующие так называемые «черные речки», впадающие в Сунжу.

Долины рек при выходе с гор на равнину обычно имеют крутые берега высотой до 20-25 метров. К северу высота берегов понижается до 2-3 метров. Хорошо выраженные террасы можно наблюдать только в долинах рек Сунжи и Аргуна. У остальных речек их нет совсем или они встречаются в зачаточном состоянии по излучинам.

Своеобразным рельефом на равнине выделяется водораздел рек Аргуна и Гойты. Он почти совсем не расчленен и представляет собой небольшую, вытянутую в меридиональном направлении возвышенность, полого понижающуюся в стороны обеих рек.

Чеченская равнина - наиболее заселенное место в республике.

Область Терско-Сунженской возвышенности представляет интереснейший пример почти полного совпадения тектонических структур с формами современного рельефа. Антиклиналям здесь соответствуют хребты, а синклиналям - разделяющие их долины.

Формирование возвышенности связано с горообразовательными процессами кайнозойского времени, придавшими окончательную структурную форму Кавказскому хребту.

Терская и Сунженская сложные антиклинальные складки выражены в рельефе в виде двух параллельных, слегка выпуклых к северу горных цепей: северной - Терской и южной - Кабардино-Сунженской. Каждая из них в свою очередь разделяется на ряд хребтов, состоящих из одной или нескольких антиклинальных складок.

Терский хребет протянулся почти на 120 километров. Западная его часть от долины реки Курп до селения Минеральное имеет широтное направление. К ней приурочены и наиболее значительные вершины: гора Токарева (707 метров), гора Малгобек (652 метра) и др. В районе селения Минеральное от Терского хребта в северо-западном направлении ответвляется более низкий Эльдаровский хребет. Между Терским и Эльдаровским хребтами располагается Каляусская долина, образовавшаяся в продольном прогибе.

У селения Минеральное Терский хребет поворачивает на юго-восток, сохраняя это направление до горы Хаян-Корт, а затем, снова меняя его на широтное, максимальные высоты вершин центральной и восточной части Терского хребта не превышают 460-515 метров. У восточного окончания Терского хребта под небольшим углом относительно его протянулся Брагунский хребет.

Продолжением северной цепи и заключительным ее эвенном является Гудермесский хребет с вершиной Гейран-Корт (428 метров). Длина его около 30 километров. У реки Аксай он соединяется с отрогами Черных гор.

Между Брагунским и Гудермесским хребтами образовался узкий проход (Гудермесские ворота), через который река Сунжа прорывается на Терско-Кумскую низменность.

Южная цепь состоит из трех основных хребтов: Змейского, Мало-Кабардинского и Сунженского. Сунженский хребет отделен от Мало-Кабардинского Ачалукским ущельем. Длина Сунженского хребта около 70 километров, наивысшая точка - гора Албаскина (778 метров). У Ачалукского ущелья к Сунженскому хребту примыкает невысокая платообразная Назрановская возвышенность, сливающаяся на юге с Датгыхской возвышенностью. У выхода из Алханчуртской долины между Терским и Сунженским хребтами на 20 километров протянулся Грозненский хребет. На западе он связан с Сунженским хребтом небольшой перемычкой, на востоке заканчивается возвышенностью Ташкала (286 метров). Грозненский и Сунженский хребты разделяются довольно широкой Андреевской долиной.

К юго-востоку от Сунженского хребта, между реками Сунжей и Джалкой, вытянулся Новогрозненский, или Алдынский, хребет. Ханкальским ущельем и современной долиной реки Аргуна он разделен на три отдельные возвышенности: Сюйр-Корт с вершиной Бёлк-Барз (398 метров), Сюиль Корт (432 метра) и Гойт-Корт (237 метров).

Терский и Сунженский хребты разделяет Алханчуртская долина, протяженность которой около 60 километров. Ширина ее 10-12 километров в средней части и 1-2 километра между Терским и Грозненским хребтами.

Поверхность хребтов Терско-Сунженской возвышенности сложена сланцеватыми, часто гипсоносными глинами, железистыми песчаниками, галечниками. Широко распространены здесь четвертичные отложения в виде лесовидных суглинков. Они покрывают нижние части складов хребтов, выстилают дно Алханчуртской долины, поверхность террас Терека.

Склоны хребтов Терско-Сунженской возвышенности кое-где хранят следы бывшей сильной эрозии и образуют узорчатое кружево причудливо сочетающихся пологих отрогов и балок, холмов и котловин, седловин и оврагов.

Северные склоны, как правило, расчленены сильнее, чем южные. Балок на них больше, они глубже и в рельефе выражены резче. При движении к востоку степень расчлененности уменьшается.

Наибольшей изрезанностью отличается северный склон Терского хребта. Северные склоны Эльдаровского, Брагунского и Гудермесского хребтов расчленены слабо. Склоны Терского и Сунженского хребтов, обращенные в сторону Алханчуртской долины, пологие и длинные.

К северу от Терского хребта простирается Надтеречная равнина. Она представляет собой древнюю террасу Терека и имеет слабый наклон к северу. Равнинный характер ее кое-где нарушается легкой волнистостью, а также пологой вытянутой возвышенностью. В западной части древняя терраса незаметно сливается с третьей террасой, в восточной части этот переход обозначен резким уступом.

Участок северного склона Кавказского хребта, на котором расположена южная часть территории Чеченской Республики, представляет собою северное крыло громадной Кавказской складки.

Рельеф гор сформировался в результате длительного геологического процесса. Первичный рельеф, созданный внутренними силами Земли, подвергся преобразованию под воздействием внешних сил и стал более сложным.

Главная роль в преобразовании рельефа принадлежит рекам. Обладая большой энергией, горные реки прорезали возникавшие на их пути мелкие антиклинальные складки сквозными долинами, называемыми долинами прорыва. Такие долины встречаются на Ассе и Фортанге при пересечении ими Даттыхской антиклинали, на Шаро-Аргуне и Чанты-Аргуне, в том месте, где они пересекают Варандийскую антиклиналь, и на некоторых других реках.

Позднее в поперечных долинах, в местах, сложенных легко разрушаемыми породами, появились продольные долины притоков, которые затем разделили северный склон Кавказского хребта на ряд параллельных хребтов. В результате такого расчленения на территории республики возникли Черные горы, Пастбищный, Скалистый и Боковой хребты. Хребты образовались там, где на поверхность выходят прочные и стойкие к разрушению породы. Продольные долины, расположенные между хребтами, наоборот, приурочены к полосам распространения пород, легко поддающихся размыву. Самый низкий хребет - Черные горы. Его вершины достигают не более 1000-1200 метров над уровнем океана.

Сложены Черные горы легко разрушаемыми породами, глинами, песчаниками, мергелями, конгломератами. Поэтому рельеф здесь имеет мягкие, округлые очертания, что типично для ландшафта низких гор. Черные горы расчленены долинами рек и многочисленными балками на отдельные массивы и не образуют сплошной горной цепи. Они составляют зону предгорий республики.

В Черных горах на участках, сложенных глинами майкопской свиты, часты оползни.

Собственно горная часть республики отчетливо выражена рядом высоких хребтов. По особенностям рельефа она разделяется на две зоны: зону известняковых хребтов, к которой относятся Пастбищный и Скалистый хребты, и сланцево-песчаниковую зону, представленную Боковым хребтом и его отрогами. Обе зоны сложены осадочными породами мезозойского возраста. В составе пород, слагающих первую зону, преобладают различные известняки. Вторая зона сложена преимущественно глинистыми и черными сланцами.

Зона известняковых хребтов в западной части усложнена Кори-Ламской антиклиналью и многими надвигами и сбросами, а в восточной – крупкой Варандийской антиклинальной складкой. Поэтому ширина самой зоны меняется в различных местах. Так, в бассейне реки Фортанги ее ширина достигает 20 километров, в верховьях Мартана она сужается до 4-5 километров, а бассейне Аргуна вновь расширяется, достигая 30 и более

километров. В результате Пастбищный хребет на территории Чеченской Республики имеет сложное строение и состоит из целой системы хребтов. В западной части он разветвляется на три параллельные цепи, расчлененные речными долинами на ряд отдельных хребтов. Самыми крупными из них являются Кори-Лам, Морд-Лам и Уш-Корт.

В центральной части республики Пастбищный хребет тянется в виде одной цепи - Пешхойских гор. В восточной части он представлен Андийским хребтом, от которого отходят многочисленные отроги.

Некоторые вершины Пастбищного хребта имеют высоту более 2000 метров над уровнем океана.

Южнее Пастбищного хребта располагается самый высокий из известняковых хребтов - Скалистый. Он только в нескольких местах пересекается речными долинами и на значительном протяжении носит характер водораздельного хребта.

Наивысшей точкой Скалистого хребта является вершина Скалистая, или Хахалги (3036 метров), которой заканчивается хребет Цорей-Лам. От этой вершины Скалистый хребет поворачивает на северо-восток в виде хребта Ерды и протягивается к реке Гехи, пересекающей его глубоким Гехинским ущельем. От реки Гехи Скалистый хребет тянется к юго-востоку до хребта Кири-Лам, выходит к долине реки Шаро-Аргуна у селения Кири.

Рельеф известняковых хребтов своеобразен. Склоны их, хотя и крутые, не бывают отвесными. Они сильно сглажены, не образуют скалистых уступов. Во многих местах подножья склонов покрыты мощными осыпями из сланцевого щебня.

Боковой хребет, тянущийся вдоль южной границы республики, представляет собою цепь высочайших горных массивов, сложенных сильно дислоцированными сланцево-песчаниковым и отложениями нижней юры. На этом участке Кавказа он выше Главного хребта почти на 1000 метров. Только в двух местах он пересекается долинами рек Ассы и Чанты-Аргуна.

В западной части республики, между Терekom и Ассой, Боковой хребет не носит характера самостоятельного хребта и по существу является отрогом Главного, или Водораздельного хребта. Восточнее, в массиве Махис Магали (3989 метров), Боковой хребет уже приобретает черты обособленного хребта, ограниченного с севера продольной долиной реки Гулой-Хи, а с юга - продольными долинами притоков Ассы и Чанты-Аргуна. Далее к востоку звеньями Бокового хребта на территории Чеченской Республики являются Пирикительский хребет с вершинами Тебулос-Мта (4494 метра), Комито-Даттых Корт (4271 метр), Доноо Мта (1178 метров) и Снеговой хребет, высшая точка которого - гора Диклос-Мта (4274 метра).

Все эти хребты образуют водораздельный хребет, который непрерывной 75-километровой цепью протянулся между верховьями рек Чанты-Аргуна и Шаро-Аргуна - на севере и Андийским-Койсу - на юге.

Доминирующая роль в высокогорной зоне принадлежит продольным долинам главных рек. Именно продольное расчленение определяет здесь основные черты рельефа. Большую роль в его формировании играет

ледниковая и фирновая эрозия. Здесь прекрасно выражены разнообразные формы альпийского рельефа: цирки, карри, морены. Ледники придали многим вершинам, лежащим выше снеговой линии, пирамидальную форму с острыми гребнями, разделяющими цирки соседних фирновых полей.

Ниже современных ледников сохранились следы четвертичного оледенения в виде лишенных уже льда цирков, подвешенных боковых долин с обрывающимися с них водопадами, конечных морен, ледниковых озер.

Между Скалистым и Боковым хребтами протянулась неширокая полоса гор, сложенных глинистыми сланцами и песчаниками средней юры. Эти породы легко разрушаются. Поэтому здесь нет ни скалистых утесов, ни глубочайших ущелий.

Самой большой рекой, протекающей на территории Чечни, является Терек. Кроме того, здесь находится и русло другой крупной реки Кавказа - Сунжи .

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.

Почти все реки республики носят ярко выраженный горный характер. Обладая быстрым, бурным течением и большой живой силой, они пролагают себе дорогу в глубоких, узких ущельях. При выходе на равнину, где течение их замедляется, реки создали широкие долины, дно которых полностью заливается водой только во время больших разливов. Принесенные с гор галька и песок здесь осаждаются, образуя перекаты, мели и острова. Благодаря этому русло реки часто разделяется на рукава.

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 Сунжа (до впадения Ассы), Валерик, Гехи, Мартан, Гойта, Джалка, Белка, Аксай, Ярык-Су и другие, менее значительные. Летом половодья у них не бывает.

Водный режим рек обоих типов характеризуется резкими дождевыми паводками в летний период. В горах во время сильных ливней даже маленькие речки и ручьи в течение короткого времени превращаются в грозные, бурные потоки, несущие вырванные с корнем деревья и передвигающие огромные камни. Но после прекращения ливня вода в них так же быстро спадает.

Гудермесский район расположен в юго-восточной части Чеченской Республики и граничит с Республикой Дагестан. Районным центром является

город Гудермес, расположенный в экономически важном месте, в 40 км от города Грозного. В Гудермесе имеется крупный железнодорожный узел 4-х направлений - на города Астрахань, Баку, Моздок, Грозный.

Рельеф в основном равнинный. В южной части перерезается невысоким Гудермесским хребтом, верхняя часть которого покрыта лесами, а южные и северные склоны пригодны для землепользования.

Территорию района пересекают 3 реки. Кроме того, имеется много выходов естественных горячих серно-железных источников с температурой 800 градусов и выше. Источники используются для устройства бань в бальнеологических целях и в охлажденном виде для орошения.

Климат района сухой, лето продолжительное и жаркое. Зима короткая и теплая. Снеговой покров неустойчив и не превышает 10-15 см. Весна начинается в первой половине марта. Осень сухая, теплая. Климатические условия благоприятны для выращивания теплолюбивых культур: риса, кукурузы, винограда и др.

Полезные ископаемые Чеченской Республики представлены преимущественно минеральным сырьем. В республике ведется разработка 20 нефтегазовых месторождений: 17 нефтяных месторождений, 2 газонефтяных и нефтегазоконденсатное месторождение. Нефть Чеченской Республики – одна из самых высококачественных в стране: легкая, с высоким содержанием парафина и малосернистая. Запасы нефти оцениваются в 50-60 млн. т. Однако в значительной мере они уже исчерпаны. Общие разведанные запасы (до глубины 4,5–5 км) превышают 780 млн. т.

Запасы природного газа составляют более 60 млрд. куб. м.

Строительные материалы представлены месторождениями глин, суглинков, супеси, песчаника, песка для строительных работ, песчано-гравийных отложений, известняка.

Минеральные подземные воды представлены 4 разведанными месторождениями (наиболее крупное – Исти-Су) с общими эксплуатационными запасами 1,657 тыс. куб. м в сутки.

Геотермальные воды распространены повсеместно и практически не используются, общий объем утвержденных запасов составляет 36,2 тыс. куб. м в сутки.

Пресные подземные воды представлены 4 месторождениями (наиболее крупное – Чернореченское) с общими эксплуатационными запасами 1095,2 тыс. куб. м в сутки.

Чеченская Республика располагает большими запасами гидроэнергетических ресурсов горных рек, однако их использование до сих пор не налажено.

На территории республики выявлено несколько месторождений ценного минерала – цеолита с суммарными запасами, превышающими 5,5 млрд. т. Его добыча в настоящее время не ведется. Цеолиты используются в нефтехимии в качестве катализаторов на разных процессах переработки нефти.

В пределах Пригерского песчаного массива распространены песчаные светло-каштановые почвы, находящиеся на разных стадиях развития. Здесь

можно наблюдать все переходные формы, начиная от сыпучих песков, почти не затронутых процессами почвообразования, и кончая сформировавшимися глубоко гумусированными песчаными почвами. В восточной части, вблизи границы с Дагестаном, встречаются светло-каштановые солонцеватые почвы с пятнами солончаков, а по староречьям Терека - луговые и лугово-болотные солонцеватые почвы. В долине Терека, на высоких террасах, развиты темно-каштановые почвы, низкие террасы заняты луговыми и лугово-болотными почвами. На Терско-Сунженской возвышенности и прилегающей к ней полосе Чеченской равнины преобладают черноземные почвы с отдельными пятнами темно-каштановых.

На Чеченской равнине преобладают луговые почвы. Повышенные ее участки заняты выщелоченными черноземами. По долинам рек распространены дугово-болотные и аллювиальные почвы.

Почвы в зоне горных лесов разнообразны, что объясняется неодинаковыми условиями процессов почвообразования на разных высотах и разных склонах. На северных, более пологих и влажных склонах хребтов, они развиты лучше и богаче перегноем по сравнению с почвами южных - крутых и сухих - склонов. Слой почвы увеличивается обычно к подножию, так как дождевые и талые снеговые воды смывают ее с верхних частей склонов вниз.

На северных лесистых склонах широко распространены бурые горно-лесные почвы. Содержание перегноя в них составляет 5-7 процентов. В речных долинах и котловинах распространены луговые и лугово-болотные почвы. А там, где на поверхность выходят коренные горные породы, на осыпях встречаются скелетные почвы, еще мало затронутые процессом почвообразования. Почвы в зоне - горно-луговые, с большим содержанием перегноя, количество которого увеличивается с высотой. В горно-луговых почвах альпийского пояса количество перегноя иногда достигает 35-40 процентов. Объясняется это тем, что по мере увеличения высоты происходит понижение температуры и сокращение вегетационного периода, что задерживает процессы разложения. За счет накопления полуразложившейся растительной массы образуется торфянистый слой. Мощность горно-луговых почв уменьшается вверх по склонам хребтов.

Почвы альпийского пояса маломощны. За Скалистым хребтом и на южном склоне Андийского хребта среди горно-луговых почв попадаются небольшие массивы почв горно-степных, близких к черноземам, с горно-кеерофитной и степной растительностью.

По данным Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Чеченской Республике (на 1 января 2013 г.) численность населения региона составляет 1324,8 тыс. чел, в т.ч.

- городское: 461,2 тыс. чел (34,8%);

- сельское: 863,6 тыс. чел (65,2%).

Административный центр региона г. Грозный. Население – 275,6 тысяч человек. Расстояние от Грозного до Москвы – 2 007 км.

В республике имеется 3 города республиканского значения: Грозный, Аргун, Гудермес. Города Урус-Мартан и Шали являются городами районного

значения. Количество населенных пунктов – 332, количество домохозяйств – 195 304 шт.

Административно-территориальное деление - 15 районов: Ачхой-Мартановский, Веденский, Грозненский, Гудермесский, Итум-Калинский, Курчалоевский, Надтеречный, Наурский, Ножай-Юртовский, Сунженский, Урус-Мартановский, Шалинский, Шатойский, Шаройский, Шелковской.

Территория региона - 16,1 тыс. кв. км.

Чеченская Республика – мононациональный субъект Российской Федерации: абсолютное большинство населения (93,5%) чеченцы, русские составляют 3,7%, другие национальности – 2,8%.



Рис. 1.1. Карта административно – территориального деления

Районные центры: 1 – с. Ачхой–Мартан; 2- с. Ведено; 3 – г. Грозный; 4 – г. Гудермес; 5 – с. Итум–Кале; 6 – с. Знаменское; 7 – ст. Наурская; 8 – с. Ножай–Юрт; 9 - г. Урус–Мартан; 10 – г. Шали; 11 – с. Шатой; 12 – ст. Шелковская; 13 – ст. Серноводская; 14 – с. Шарой; 15 – с. Курчалой.

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.

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.

По данным Министерства экономического развития и торговли Чеченской Республики Чеченской Республикой производится около 8% валового регионального продукта СКФО, и по этому показателю она занимает на 5-е место среди субъектов СКФО и 74-е среди субъектов Российской Федерации. При этом по величине ВРП, произведенного республикой в расчете на душу населения, Чеченская Республика опережает только Республику Ингушетию, находясь на 6-м месте среди субъектов СКФО и на 79-м среди субъектов Российской Федерации, отставая от среднероссийского показателя в 4,8 раза и в 1,7 раза от уровня СКФО.

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

На энергетический комплекс Чеченской Республики приходится 2% от выпуска продукции всей региональной экономики, 1% добавленной стоимости, произведенной в регионе, 4% инвестиционных вложений, 1% налоговых выплат, 2% среднегодовой численности занятых с производительностью труда 0,697 млн руб./чел.

Лидирующие предприятия комплекса: АО «Чеченэнерго»-транспортировка электроэнергии(с 1-го октября 2014 года ОАО «Нурэнерго» прекратило выполнять функции сетевой организации), ГУП «Чечкоммунэнерго» - передача электроэнергии (с 1-го октября 2014 года прекратило операционные функции), МУП «Теплоснабжение» -

производство, передача и распределение пара и горячей воды.

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

## **Раздел 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за период 2010–2014 гг**

### **2.1. Общая характеристика Чеченской энергосистемы**

Электроэнергетика Чеченской Республики 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. По состоянию на 01.01.2015 г. территориально включает в себя сети напряжением 330 кВ -сети ОАО «ФСК ЕЭС» и электрические сети напряжением 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ, эксплуатация которых осуществляется АО «Чеченэнерго»<sup>1</sup>.

В соответствии с этим субъектами электроэнергетики, образующими региональную энергосистему Чеченской Республики являются:

- ОАО «Нурэнерго» под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа» осуществляет деятельность по купле-продаже электрической энергии. Является единственным гарантирующим поставщиком электрической энергии на территории Чеченской Республики и обеспечивает реализацию электрической энергии на розничном рынке субъекта в объеме 100 %.

- АО «Чеченэнерго» под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и занимает доминирующее положение в электроэнергетической отрасли Чеченской Республики, осуществляет перетоки электрической энергии в границах с ней соседние субъекты Российской Федерации. Обеспечивает транспортировку электроэнергии на территории Чеченской Республики и технологические присоединения энергопринимающих устройств потребителей в объеме 97%;

Основным центром питания потребителей Чеченской Республики является ПС 330 кВ Грозный. Электроснабжение оставшейся части потребителей осуществляется по межсистемным переточным ВЛ 110 и 35кВ .

- Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» Ставропольское ПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 330 кВ;

---

<sup>1</sup> - с 1-го октября 2014 года, после консолидации электросетевых объектов Чеченской Республики, приступила к операционной деятельности сетевая компания АО «Чеченэнерго». С этого времени АО «Чеченэнерго» осуществляет эксплуатацию электрических сетей на всей территории Чеченской Республики, ранее эксплуатировавшиеся ОАО «Нурэнерго» и электрические сети городов Грозный, Гудермес и Аргун, ранее эксплуатировавшиеся ГУП «Чечкоммунэнерго».

- ГУП «Чечкоммунэнерго» является структурой Министерства жилищно-коммунального хозяйства Чеченской Республики и до 1-го октября 2014 года осуществляло поставку электроэнергии (получаемой от ОАО «Нурэнерго») потребителям городов Грозного, Гудермеса, Аргуна и отдельным районам республики.

В регионе имеет место дефицит мощности, обусловленный отсутствием собственных источников генерации. Исторически сложившаяся ненадежная схема радиального построения электрической сети не обеспечивает возможность полноценного резервирования центров питания 35, 110 кВ. Около трети подстанций 35, 110 кВ введены в эксплуатацию по однострансформаторной схеме с односторонним питанием, без возможности резервирования.

Сетевое хозяйство Чеченской республики находится в процессе восстановления, однако темпы восстановления воздушных линий и трансформаторных подстанций не удовлетворяют возрастающим потребностям экономики Республики в электроэнергии.

Основные проблемы энергетической отрасли Чеченской Республики заключаются в отсутствии собственных генерирующих мощностей; значительном физическом и моральном износе основных производственных фондов электросетевых компаний.

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

Единственным генерирующим источником является Аргунская ТЭЦ, являющаяся объектом незавершенного строительства, введенная в эксплуатацию после реконструкции в 2011 г. по временной схеме для выдачи тепловой энергии и прекратившая выработку тепловой энергии потребителям после завершения ОЗП 2012/2013 гг.

В Чеченской Республике существуют предпосылки развития гидроэнергетики, что обусловлено наличием значительных гидроэнергоресурсов горных рек, протекающих по территории республики. Целесообразность использования данного вида ресурсов многократно подтверждена на практике развития энергетики республик Северного Кавказа, где в настоящее время функционирует 36 ГЭС, в стадии проектирования и строительства находятся еще около 30 ГЭС. Освоение гидроэнергетических ресурсов Чеченской Республики наиболее перспективное направление.

## **2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чеченской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.**

Основными потребителями электрической энергии в Чеченской Республике являются в первую очередь население, незначительная доля

промышленности, в основном нефтедобыча и в незначительном объеме транспорт и сельское хозяйство.

В отчетный период с 2010 по 2014 гг. наблюдался устойчивый рост электропотребления, обусловленный масштабными строительно-восстановительными процессами в республике.

В 2014 году темпы роста электропотребления сохранились примерно на уровне прошлого года. Несмотря на продолжающиеся в Чеченской Республике масштабные строительно-восстановительные работы рост электропотребления в сравнении с 2012 годом составил 1,6 % и достиг величины 2379,1млн кВт.ч. Одной из основных причин сложившейся ситуации и тенденции на снижение темпов роста потребления электроэнергии является реализация на территории Чеченской Республики Комплексной программы по снижению сверхнормативных потерь, а так же активной работой энергоснабжающих предприятий с потребителями по снижению потерь электроэнергии и повышению уровня платежей за потребленную электроэнергию.

Динамика электропотребления, среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за отчетный период представлена в таблице 2.2.1 и на рисунках 2.2.1., 2.2.2 и 2.2.3

Таблица 2.2.1

Динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010–2014 гг.

Наименование	2010	2011	2012	2013	2014
Электропотребление, Э, млн. кВт.ч	2088.4	2146.5	2331.2	2340.7	2379.1
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч.	84.5	58.1	184.7	9.5	38.4
Среднегодовые темпы прироста, %	4,2	2.8	8.6	0,4	1,6



Рисунок 2.2.1 Динамика электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010-2014гг.

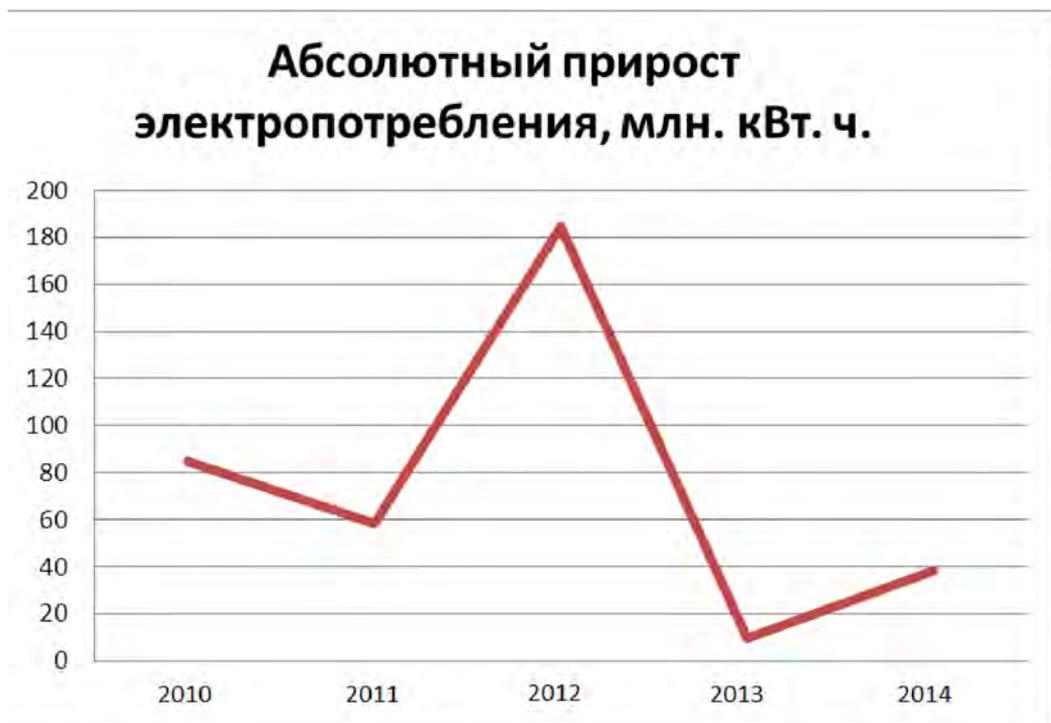


Рисунок 2.2.2 Динамика абсолютного прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010-2014гг.



Рисунок 2.2.3 Динамика среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010-2014гг.

Как видно из таблицы 2.2.1. и рисунков 2.2.1., 2.2.2. и 2.2.3., в период 2010 – 2014 гг. наблюдался общий рост электропотребления, однако с 2013 года отмечено снижение темпов роста электропотребления.

Таблица 2.2.2

Структура электропотребления Чеченской Республики по видам экономической деятельности.

Наименование	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014	
	млн кВт. ч.	%								
Промышленное производство	36,7	2,8	30,7	2,5	36,1	2,4	94,9	5,8	118,4	7,7
Непромышленные потребители	60,6	4,7	70,6	5,8	77,2	5,1	82,1	5,0	125,5	8,2
ОПП	687,5	53,0	751,9	61,5	803,7	52,9	831,3	50,5	493,7	32,2
Сельхоз. потребители	2,3	0,2	2,6	0,2	2,5	0,2	2,7	0,2	3,5	0,2

Бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор)	347,2	26,7	205,4	16,8	435,5	28,7	452,6	27,5	589,8	38,5
Бюджетные потребители	81,4	6,3	80,8	6,6	78,3	5,2	98,1	6,0	114,4	7,5
ЖКХ	82,3	6,3	79,8	6,5	85,1	5,6	84,9	5,2	86,7	5,7
Итого по ОАО «Нурэнерго» (АО «Чеченэнерго»)	1 298,0		1 221,7		1 518,3		1 646,6		1532,0	
Потери в сетях		36,7		42,2		34,54		29,35		35,32

2010 г.



Рис. 2.2.4. Структура отпуска электрической энергии из сетей ОАО «Нурэнерго» (АО «Чеченэнерго») в 2010 году по группам потребителей

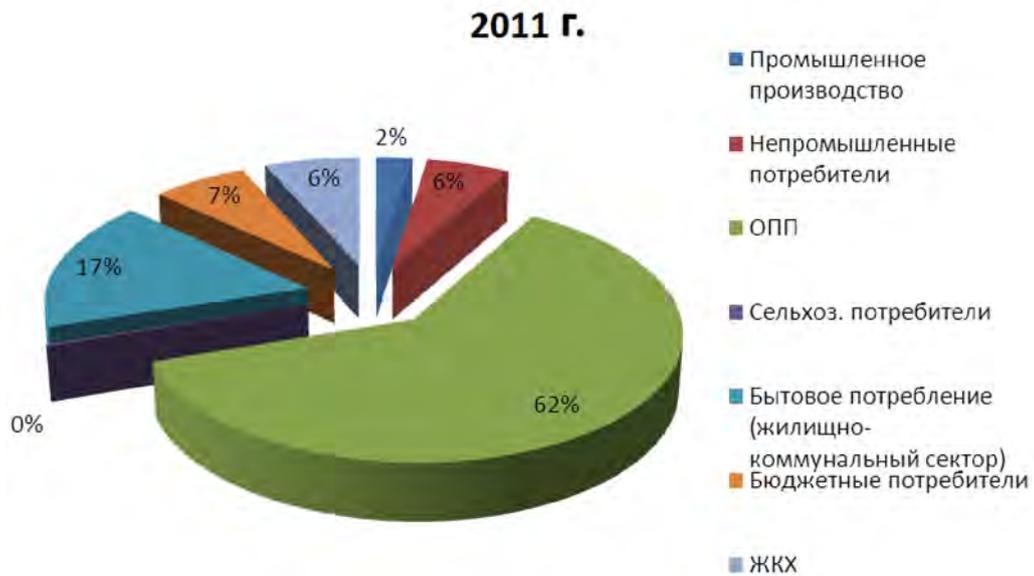


Рис. 2.2.5. Структура отпуска электрической энергии из сетей ОАО «Нурэнерго»(АО «Чеченэнерго») в 2011 году по группам потребителей



Рис. 2.2.6. Структура отпуска электрической энергии из сетей ОАО «Нурэнерго» (АО «Чеченэнерго») в 2012 году по группам потребителей



Рис. 2.2.7. Структура отпуска электрической энергии из сетей ОАО «Нурэнерго» (АО «Чеченэнерго») в 2013 году по группам потребителей



Рис. 2.2.8. Структура отпуска электрической энергии из сетей ОАО «Нурэнерго» (АО «Чеченэнерго») в 2014 году по группам потребителей

Анализ структуры электропотребления за 2010–2014 годы (табл.2.2.2) показывает 2 тенденции:

- растущий характер электропотребления промышленного производства, связанный с восстановительными процессами в Чеченской Республике;
- снижение потерь электроэнергии, объясняющееся продолжающейся реализацией на территории Чеченской Республики Комплексной программы по снижению сверхнормативных потерь в сетях АО «Чеченэнерго», а так же активной работой энергоснабжающих предприятий с потребителями по снижению потерь электроэнергии и повышению уровня платежей за потребленную электроэнергию;
- уменьшение доли ОПП в структуре отпуска электрической энергии, связанное прекращением операционной деятельности в 2013 году крупного ОПП – ГУП «Чечкоммунэнерго».

### 2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности.

Таблица 2.3.

Основными потребителями электроэнергии в Чеченской Республике являются нижеследующие потребители:

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт.ч
1.	ГУП «Чечкоммунэнерго»*	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии в городах Грозный, Аргун, пос. Чири-Юрт, Гудермес и ст.Шелковская	442,6
2.	ГУП "Чеченцемент"	Производство цемента	88,2
3.	МУП "Горводоканал"	Водоснабжение и водоотведение г. Грозный	51,6
4.	ООО "Энергосбыт"	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии отдельных крупных потребителей	41,1
5.	ОАО "Оборонэнерго"	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии потребителям министерства обороны	30
6.	ОАО "Грознефтегаз"	Предприятие по добыче нефти и газа	27,4
7.	ГУП «Чечводоканал»	Водоснабжение и водоотведение по Чеченской Республике	33
8.	ОАО «Мегафон»	Мобильная связь	17,2

9.	ОАО «РЖД»	Железнодорожные перевозки	9,3
10	ОАО «Вымпелком»	Мобильная связь	7,3
11	ЦОУ ВОГОиП МВД России	Объекты МВД России	5,6

\* ГУП «Чечкоммунэнерго» - данные по потреблению электроэнергии даны за 7 месяцев 2013 года, в связи с тем, что на основании Распоряжения Правительства Чеченской Республики от 23.07.2013 г №217-р ГУП «Чечкоммунэнерго» прекратило операционную деятельность с 23.07.2014 г.

#### 2.4. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки

В отчетный период 2010 – 2014 г.г. с учетом роста электропотребления в Чеченской энергосистеме, собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2014 году снизился по сравнению с 2013 годом на -3.7%. Максимум нагрузки в 2014 году зафиксирован при температуре -8,7 °С. Снижение максимума в 2014 году объясняется аномально низкой температурой воздуха прохождения максимума 2013 года (-21,8°С) на фоне продолжающейся реализации на территории Чеченской Республики Комплексной программы по снижению сверхнормативных потерь в сетях, активной работой энергоснабжающих предприятий с потребителями по снижению потерь электроэнергии и повышению уровня платежей за потребленную электроэнергию.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы и среднегодовых темпов прироста собственного максимума нагрузки энергосистемы Чеченской Республики за отчетный период представлена в таблице 2.4.1 и на рисунках 2.4.1., 2.4.2. и 2.4.3.

Таблица 2.4.1

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010–2014 гг.

Наименование	2010	2011	2012	2013	2014
Собственный максимум нагрузки, МВт	416	437	434	473	455,3
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	2	21	-3	39	-17.7
Среднегодовые темпы прироста, %	0,5	5.1	-0.7	10	-3.7



Рисунок 2.4.1 Динамика изменения максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010–2014 г.г.

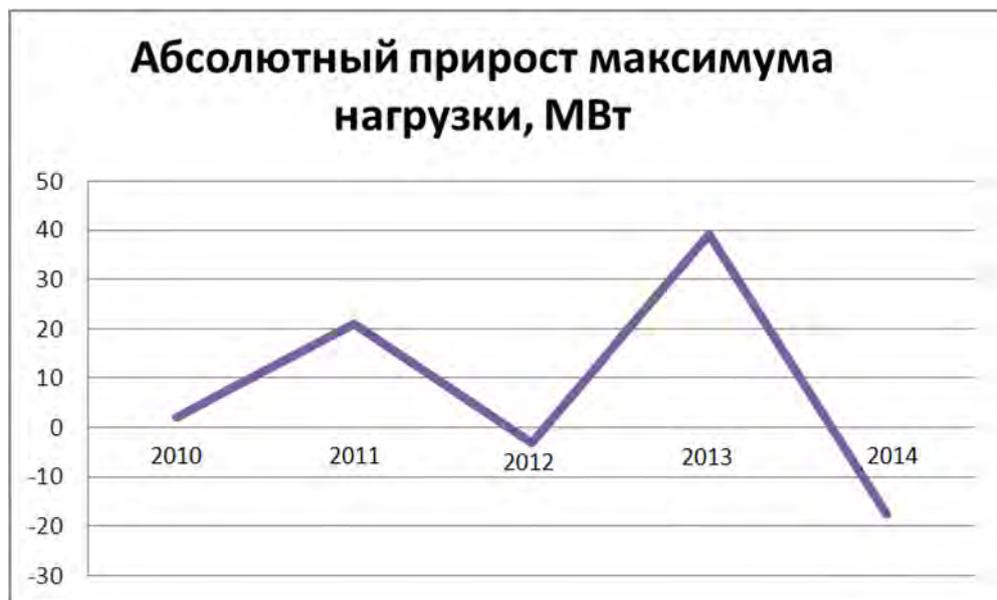


Рисунок 2.4.2. Динамика абсолютного прироста максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010–2014 г.г.



Рисунок 2.4.2. Динамика среднегодовых темпов прироста максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2010–2014 г.г.

**К наиболее крупным узлам нагрузки энергосистемы Чеченской Республики относятся следующие подстанции:**

- ПС 330/110/10 кВ В Грозный - основной центр питания Чеченской Республики. На подстанции установлены три автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый. Находятся в эксплуатации: АТ-1 с 2006 года, АТ-2 с 2008 года и АТ-3 с 2011 года. Загрузка каждого автотрансформатора в нормальном режиме работы сети составляет 70%, Аварийное отключение одного из автотрансформаторов в период максимальных нагрузок приведет к перегрузу оставшихся в работе автотрансформаторов.

- ПС 110/35/10 кВ ГРП.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью 25и 16 МВА, находятся в эксплуатации с 2004 и 2011г.г., Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-4-81% и Т-3-73%. Мощность Т-3 не соответствует проектной. При аварийном отключении Т-4впериод максимальных нагрузокоставшийся в работе Т-3будет находиться в режиме перегруза, который достигнет значения более 125%. Соответственно отключение Т-3 приведет к перегрузу Т-4 до 150%.

- ПС 110/35/6 кВ Ойсунгур.

На подстанции установлены три силовых трансформатора 110/35/6кВ мощностью 25, 25 и 16 МВА, (находятся в эксплуатации с 1968, 2008 и 1978 г.г., сроки эксплуатации соответственно составляют 45, 5 и 35 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1 - 101%, Т-2 – 84% и Т-3-81%. Схема подключения Т-3 не соответствует проектной. При аварийном отключении любого трансформатора в период максимальных нагрузок оставшиеся в работе

трансформаторы будут находиться в режиме значительного перегруза, который приводит к необходимости ввода ограничений.

-ПС 110/35/6 кВ Гудермес-Город.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6кВ мощностью по 16 МВА, находятся в эксплуатации с 1965 и 1973 г.г., сроки эксплуатации соответственно составляют 48 и 40 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-96% и Т-2-119%. При аварийном отключении любого трансформатора в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформаторы будут находиться в режиме значительного перегруза, который приводит к необходимости ввода ограничений.

-ПС 110/35/10 кВ Шали.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 16 МВА, находятся в эксплуатации с 1974 и 1988 г.г., сроки эксплуатации соответственно составляют 39 и 25 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-111% и Т-2-107%. В период максимальных нагрузок оба трансформатора работают в режиме перегруза, при аварийном отключении любого трансформатора оставшийся в работе трансформаторы будут находиться в режиме значительного перегруза, который приводит к необходимости ввода ограничений.

-ПС 110/35/10 кВ Восточная.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 25 МВА, находятся в эксплуатации с 2011 и 2012г.г. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-62% и Т-2-43%. При аварийном отключении одного из трансформаторов в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор уже будет находиться в режиме перегруза.

-ПС 110/35/10 кВ Северная.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10кВ мощностью по 25 МВА, находятся в эксплуатации с 2001 г., срок эксплуатации соответственно составляет 12 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1-71% и Т-2-51%. При аварийном отключении одного из трансформаторов в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор уже будет находиться в режиме перегруза достигающем величины 22%.

**Данные по загрузке трансформаторов подстанций 110 кВ в период  
ОЗП 2013/2014 гг.**

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Установленная мощность трансформатора, МВА	Максимальная нагрузка зимнего режимного дня, МВт	% загрузки тр-ра
1	Ойсунгур	T-1	25	26,9	100,7
		T-2	25	20,6	83,8
		T-3	16	7,6	80,2
2	Гудермес	T-1	16	15,8	95,6
		T-2	16	15,3	80,9
3	Шали	T-1	16	18,2	110,3
		T-2	16	12,8	106,6
4	Аргунская ТЭЦ	T-1	16	14,8	49,3
		T-2	16	6,9	55,2
5	Цементзавод	T-1	25	26,6	59,3
		T-2	25	5,5	17,4
6	Шелковская	T-1	10	8,5	-
		T-2	10	0	48,2
7	Ищерская	T-1	16	10,6	73,5
		T-2	10	5,9	85,9
8	Наурская	T-1	16	8,0	41,9
		T-2	16	7,5	57,4
9	Горячеисточненская	T-1	16	0	0,0
		T-2	16	6,5	66,2
10	Каргалиновская	T-1	10	7,9	30,6
11	Алпатово	T-1	6,3	0,9	11,2
12	Горец	T-1	25	16,2	56,0
		T-2	25	18,9	53,7
13	Самашки	T-1	16	8,7	22,1
		T-2	16	10,6	105,9
14	Восточная	T-1	25	18,0	61,2
		T-2	25	13,2	42,4
15	Октябрьская	T-1	16	8,0	66,2
16	Северная	T-1	25	16,5	70,6
		T-2	25	21,2	50,4
17	Холодильник	T-1	25	12,1	40,5
18	Южная	T-1	16	16,5	85,3
		T-2	16	10,6	44,1
19	ГРП	T-3	16	12,4	80,9
		T-4	25	16,5	72,9

20	№ 84	T-1	16	14,7	90,4
21	Консервная	T-1	16	12,2	21,3
		T-2	16	0	58,8
22	АКХП (Аргун)	T-1	10	4,1	94,1
		T-2	10	0,7	7,1

**2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Чеченской Республике, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей.**

Источников тепловой энергии, осуществляющими централизованное теплоснабжение на территории Чеченской Республики с 2013 года нет. Аргунская ТЭЦ, после завершения ОЗП 2012/2013 гг. прекратила снабжать тепловой энергией потребителей г. Аргун. Представлены отчетные данные МУП «Теплоснабжение» г. Грозного и МУП «ПУЖКХ г. Аргун» г. Аргун.

Имеющиеся сведения по потреблению тепловой энергии потребителями городов Грозный и Аргун представлены в нижеследующих таблицах. В связи с тем, что централизованное теплоснабжение многоквартирных домов от районных котельных, блочно-модульных котлов (БМК) и т.д. в основном начало осуществляться с 2010 г. информация представлена с 2010 года.

Таблица 2.5.1

**Динамика потребления тепловой энергии и среднегодовых темпов прироста теплоснабжения в Чеченской Республике за период 2010–2013 гг.**

Наименование	2010	2011	2012	2013
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	509,3*	418,4	461,9	476,8
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал	-	-90,9*	43,5	14,9
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-	10,4	3,2

\* высокое значение теплоснабжения за 2010 год связано с тем, что по г. Грозному подсчет отпущенной тепловой энергии осуществлялся по нормативным данным. С 2011 года и далее – по приборам учета. В связи с этим, величина прироста будет не корректной и поэтому не считается.

## 2.6. Перечень основных групп потребителей тепловой энергии

Перечень основных потребителей тепловой энергии в Чеченской Республике представлен в таблице 2.6.1

Таблица 2.6.1

### Основные группы потребителей тепловой энергии

№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объем теплопотребления, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Параметры теплоносителя	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
1	Население	-	408,1	БМК	95/70 °С	
2	Коммерческие потребители	-	12,2	БМК	95/70 °С	
3	Бюджетные потребители	-	51,7	БМК	95/70 °С	
4	Прочие	-	4,8	БМК	95/70 °С	
	Итого		476,8			

Анализ производственной программы МУП "Теплоснабжение" г.Грозного на 2015-2017 годы и прогнозных данных по отпуску тепловой энергии МУП «ПУЖКХ г. Аргун» г. Аргуна на период до 2020 года, ощутимого роста теплопотребления в указанные период не предполагается. Источниками тепловой энергии предполагаются только районные котельные и БМК.

Несмотря на это, хозяйствующим субъектам в сфере теплоснабжения г. Грозного, рекомендуется проработать варианты теплоснабжения от Грозненской ТЭС, ввод 1-й очереди которой предполагается в 2017 году.

## 2.7. Структура установленной электрической мощности и выработки электрической энергии на территории Чеченской Республики

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции.

Аргунская ТЭЦ, восстановление которой начато в 2001 году, является объектом незавершенного строительства. Согласно проекта установленная электрическая мощность предполагалась 18 МВт.

## **2.8. Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5МВт**

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции.

## **2.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности**

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции. Функционировавшие на территории Чеченской Республики электростанции ТЭЦ-1,2,3,4, 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.

## **2.10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Чеченской Республики за период 2010–2014 гг.**

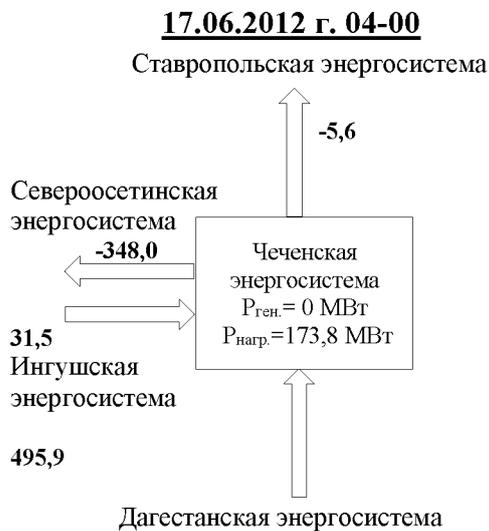
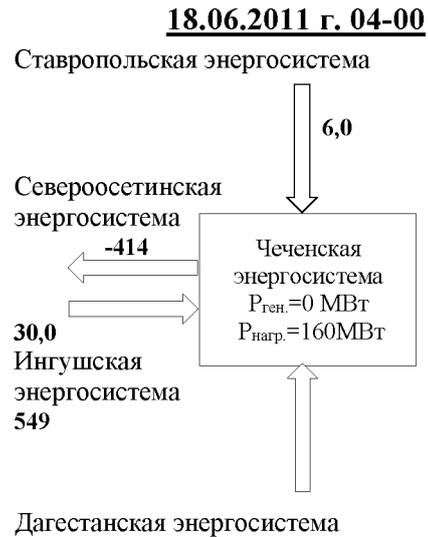
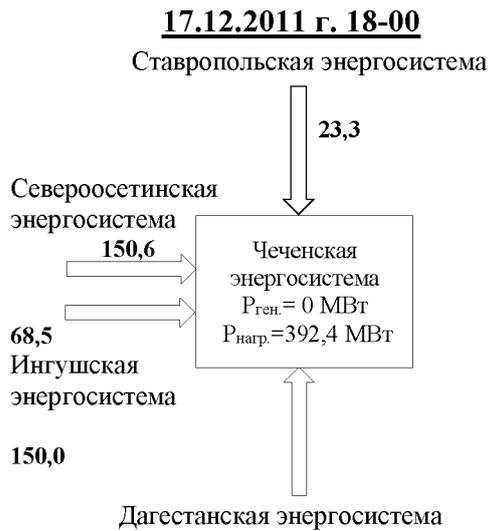
Чеченская энергосистема входит в состав ОЭС Юга и полностью является дефицитной энергосистемой.

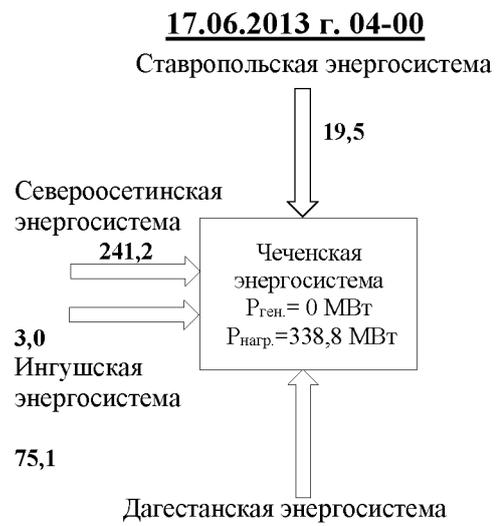
Покрытие потребности энергосистемы Чеченской Республики в мощности и электроэнергии обеспечивается перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем и по сети 330 кВ от ПС 330 кВ Грозный.

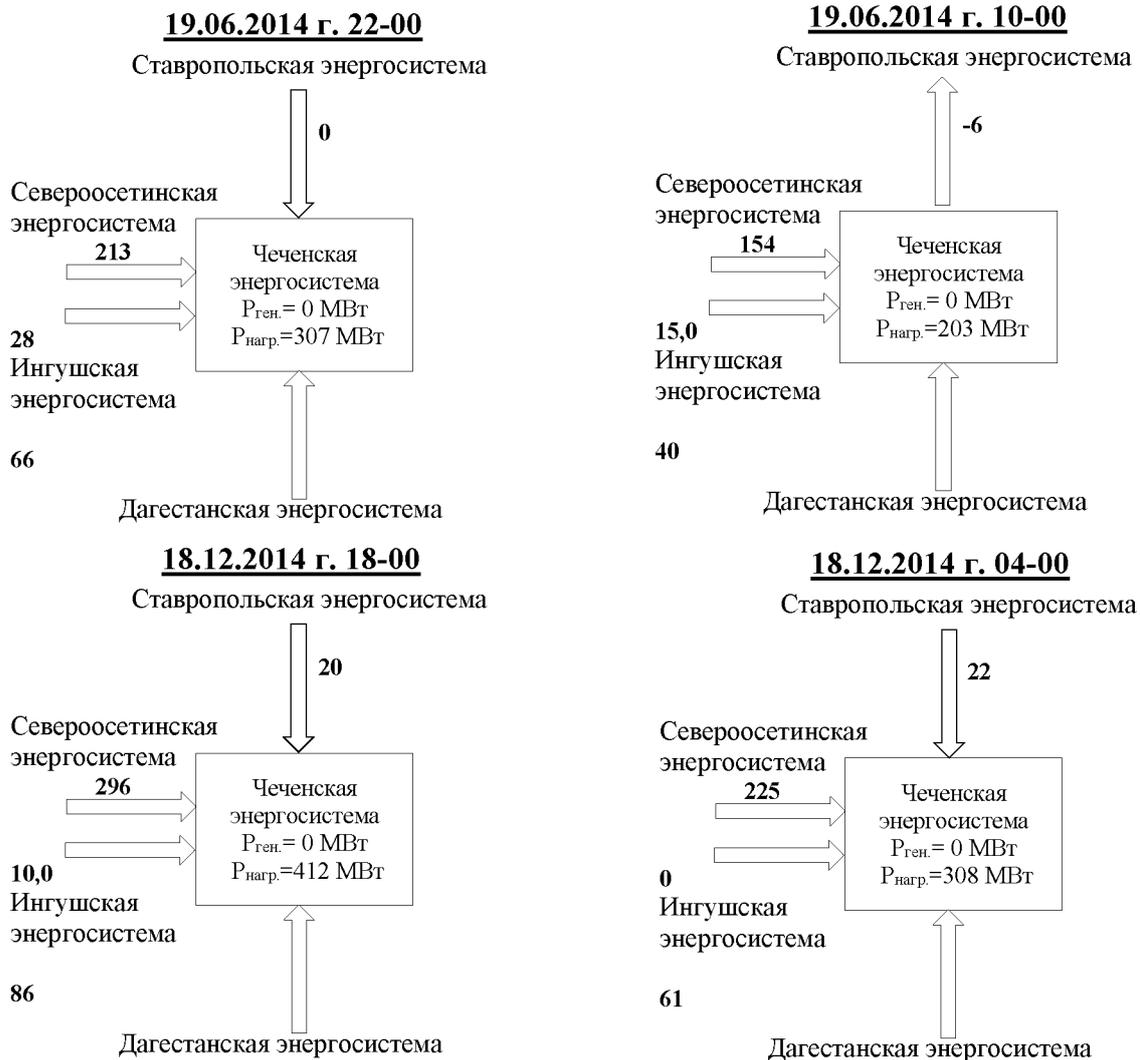
В максимум зимнего режимного дня 18.12.2014 года в 18-00 потребление Чеченской энергосистемы составляло 412 МВт и покрывалось следующим образом:

- от Дагестанской энергосистемы 86 МВт;
- от СП МЭС 296 МВт;
- от Ингушской энергосистемы 10МВт;
- от Ставропольской энергосистемы 20 МВт.

Ниже приведены структурные схемы балансовмощности для зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки Чеченской энергосистемы в 2010-2013 гг.







## 2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики 110кВ и выше.

На территории Чеченской Республики действуют несколько сетевых компаний занимающихся транспортом электрической энергии, а также промышленных предприятий, в ведении которых находятся электрические сети напряжением 110 кВ и выше. К ним относятся:

- Ставропольское предприятие магистральных электрических сетей (далее – СПМЭС). СПМЭС является филиалом открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»). СПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 330 кВ на территории Чеченской Республики. На территории Чеченской Республики в эксплуатации СПМЭС находятся 236,9 км линий электропередачи напряжением 330 кВ и подстанция напряжением 330 кВ Грозный-330, общей трансформаторной мощностью 377,52 МВА.

- АО «Чеченэнерго», находится под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа». В составе АО «Чеченэнерго» находятся Северный участок электрических сетей и Южный участок электрических сетей, которые занимаются ремонтом и эксплуатацией электрических сетей 35 и 110 кВ. Распределительные электрические сети 10; 6 и 0,4 кВ на всей территории Чеченской Республики обслуживаются следующими подразделениями АО «Чеченэнерго»: 13 районными электрическими сетями (РЭС) и 3 городскими электрическими сетями (ГЭС). Объем передачи электроэнергии, осуществляемый энергокомпанией, достиг в отчетном году 2345,72 млн. кВт.ч. в год. Общая протяженность обслуживаемых АО «Чеченэнерго» воздушных линий электропередачи – 14033,4 км., кабельных линий электропередачи 714,8 км., а так же 82 подстанции напряжением 35–110 кВ общей мощностью 1022,4 МВА и 4847 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6-10 кВ.

- Филиал ОАО РЖД Северо-Кавказская Железная Дорога (ОАО «РЖД СКЖД»). В ведении ОАО «СКЖД» находятся 3 подстанции напряжением 110 кВ и 1 подстанция напряжением 35 кВ. Суммарная установленная мощность подстанций напряжением 110 кВ – 115 МВА.

Общая протяженность ВЛ и трансформаторная мощность подстанций по классам напряжения в энергосистеме Чеченской Республики приведена в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1

Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС  
по классам напряжения на конец отчетного периода

Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
330	236,9	377,52
110	1068,1	749,5
<b>Всего</b>	<b>1276,1</b>	<b>1127,02</b>

За отчетный период на территории Чеченской Республики введена в работу подстанция 110/35/10 кВ Консервная, мощностью трансформаторов 2х16 МВА и ВЛ 110 кВ Грозный– Цемзавод(Л-161) протяженностью 24,3 км. Так же в результате реконструкций и доведения подстанций до проектных

параметров за последние 5 лет были увеличены установленные мощности нижеперечисленных подстанций:

Таблица 2.11.2.

Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше за период 2010 – 2014 гг. на территории Чеченской Республики.

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность /мощность (км/МВА)
1	110	ПС Консервная	ОАО «Нурэнерго»	2010	32
2	110	ПС Ойсунгур, замена Т-1 16 МВА на 25 МВА	ОАО «Нурэнерго»	2011	25
3	330	ПС Грозный, ввод АТ-3	ОАО «СПМЭС»	2012	125
4	110	Л-161	ОАО «Нурэнерго»	2012	24,3
5	110	ПС Восточная, замена Т-1 16 МВА на 25 МВА	ОАО «Нурэнерго»	2012	25
6	110	ПС Южная, ввод Т-2	ОАО «Нурэнерго»	2012	16
7	110	ПС Восточная, замена Т-2 16 МВА на 25 МВА	ОАО «Нурэнерго»	2013	25
8	110	ПС Аргун (ПС АКХП, ввод Т-2)	ОАО «Нурэнерго»	2013	10

## 2.12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений.

Энергосистема Чеченской Республики входит в ОЭС Юга и имеет следующие внешние межсистемные электрические связи:

-воздушные линии электропередачи напряжением 330 кВ ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозныйи ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, составляющие основу межсистемных связей энергосистемы.

- с Северо-Осетинской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Моздок - Ищерская (Л-120) и ВЛ 110 кВ Моздок - Ищерская (Л-129);

- с Ставропольской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Затеречная - Ищерская (Л-123) и ВЛ 110 кВ Затеречная - Ищерская (Л-124);

- с Дагестанской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур (Л-128), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 - Каргалиновская (Л-148) и ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес-Тяговая (Л-149), по ВЛ 35 кВ Л-55а Кизляр-1-Бороздиновская;  
 -с Ингушской энергосистемой по ВЛ 110 кВ Плиево - Самашки (Л-102) и ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Л-121).

Перечень ВЛ напряжением 35 кВ и выше, обеспечивающих внешние межсистемные связи энергосистемы Чеченской Республики с энергосистемами соседних регионов, представлен в таблице 2.12.1.

Таблица 2.12.1

### Внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики

Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность, км
<b>с Северо-Осетинской энергосистемой</b>		
330 кВ	ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный	114,44
110 кВ	ВЛ 110 кВ Моздок - Ищерская (Л-120)	46,44
	ВЛ 110 кВ Моздок - Ищерская (Л-129)	47,84
<b>со Ставропольской энергосистемой</b>		
110 кВ	ВЛ 110 кВ Затеречная - Ищерская (Л-123)	156,8
	ВЛ 110 кВ Затеречная - Ищерская (Л-124)	156,8
<b>с Дагестанской энергосистемой</b>		
330 кВ	ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт	93,45
110кВ	ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес-Тяговая (Л-149)	65,8
	ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур (Л-128)	26,3
	ВЛ 110 кВ Кизляр-1 - Каргалиновская (Л-148)	19,6
35 кВ	Л-55 а Кизляр-1-Бороздиновская	12,1
<b>с Ингушской энергосистемой</b>		
110кВ	ВЛ 110 кВ Плиево - Самашки (Л-102)	39,9
	ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Л-121)	85,6

Анализ пропускной способности вышеуказанных сечений в последние годы показывает, что ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярыксу (Л-128), выполненная проводом АС-120, в период максимальных нагрузок не в полной мере обеспечивает надежное электроснабжение потребителей восточного энергорайона Чеченской Республики.

В соответствии с вышеизложенным, для обеспечения допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярыксу (Л-128) и избежания ввода Графика временного ограничения (далее -ГВО) имеются рекомендации Северокавказского РДУ, отраженные в СиПР 2014-2018гг., по её реконструкции с заменой провода АС-120 на АС-185 или как альтернатива - восстановление ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Ойсунгур (Л-144) с подвеской провода АС сечением не менее 185 мм<sup>2</sup>. Указанное мероприятие заложено в инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» 2014 года, согласно которой ввод в работу Л-144 планируется до начала ОЗП 2014/2015 гг.

### **2.13. Единый топливно-энергетический баланс Чеченской Республики**

Основу топливно-энергетических балансов Чеченской Республики по строке «производство» составляют нефть и газ, а по строке «потребление» - газ и электроэнергия.

### Прогнозный топливно-энергетический баланс Чеченской Республики

Ресурсы		Ед. изм.	2015г.	2020г.
Добыча и производство, всего		млн.т.у.т.	287,177	274,32685
в т.ч.:		млн. тн.	0,689	0,54
	нефть	млн.т.у.т.	0,98527	0,7722
		млн. тн.	0	0,369
	бензин	млн.т.у.т.	0	0,54981
		млн. тн.	0	0,444
	дизельное топливо	млн.т.у.т.	0	0,6438
	попутный газ, природный газ	млн.м.куб.	248	235
		млн.т.у.т.	286,192	271,19
	эл. энергия	млн.кВтч.	0	3298,7
		млн.т.у.т.	0	1,1710385
Потребление, всего		млн.т.у.т.	2324,53	2871,0914
в т.ч.:		млн.м.куб.	1765	2250
	прир. газ	млн. т.у.т.	2036,81	2596,5
		млн.тн.	0	1
	нефть	млн.т.у.т.	0	1,43
		млн.м.куб.	248	235
	попут. газ	млн.т.у.т.	286,192	271,19
		млн.тн.	0,23	0,34
	бензин	млн.т.у.т.	0,3427	0,5066
		млн.тн.	0,14	0,19
	диз. топл.	млн.т.у.т.	0,203	0,2755
		млн.кВтч.	2764	3350
	эл. энергия	млн.т.у.т.	0,98122	1,18925
Ввоз, всего		млн.т.у.т.	2037,35	2596,7645
в т.ч.:		млн.м.куб	1765	2250
	прир. газ	млн.т.у.т.	2036,81	2596,5
		млн.тн.	-0,689	0,46
	нефть	млн.т.у.т.	-0,9853	0,6578
		млн.тн.	0,23	-0,029
	бензин	млн.т.у.т.	0,3427	-0,04321
		млн.тн.	0,14	-0,254
	диз. топл.	млн.т.у.т.	0,203	-0,3683
		млн.кВтч.	2764	51,3
	эл. энергия	млн.т.у.т.	0,98122	0,0182115

Примечание: при расчете использованы коэффициенты:

- нефть – 1,43 т.у.т./т ;
- бензин – 1,49 т.у.т. т;

- дизтопливо – 1,45 т.у.т./ т;
- природный газ – 1,154 т.у.т./ тыс. м<sup>3</sup>;
- эл.энергетия – 0,355 т.у.т./ тыс. кВт.ч.

Перспективный прогноз производства рассчитан с учетом ввода в период 2016-2020 г.г. - 1 очереди каскада ГЭС на р. Аргун, Грозненской ТЭС, Аргунской ТЭЦ, установок ВИЭ и Грозненского НПЗ;

### **Раздел 3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Чеченской Республики**

После известных событий в Чеченской Республике 1994-2000 годов, энергосистема полностью не восстановлена. В связи с этим большая часть энергообъектов морально и физически изношены (за исключением нескольких ПС и ЛЭП 35-110 кВ, и части распределительных сетей, восстановленных в период после 2002 года). Самый большой износ - 86% имеет трансформаторное оборудование подстанций 110 и 35 кВ. Такое состояние оборудования и сетей не соответствует требованиям по надежности, практически отсутствует автоматизация процессов, отсутствуют устройства АЧР и ЧАПВ, состояние РЗА не соответствует требованиям надежности. Такое состояние сетей, на фоне значительного роста электропотребления, не всегда позволяет обеспечить надежность и качество электроснабжения потребителей. Кроме того, это является одной из причин высоких потерь электроэнергии. Около трети подстанций 35, 110 кВ введены в эксплуатацию по однострансформаторной схеме с односторонним питанием без возможности резервирования.

Учитывая значительный рост электропотребления в последние годы в Чеченской Республике и растущие требования по надежности со стороны потребителей, органов власти и Системного оператора, состояние энергообъектов не всегда позволяет обеспечить надежность и качество электроснабжения всех потребителей.

В связи с тем, что по данным контрольных замеров последних лет загрузка силовых трансформаторов в период максимальных нагрузок подстанций АО «Чеченэнерго» близка к значению 100 %, а иногда и превышает это значение, для недопущения повреждения оборудования и введения ограничений подачи электроэнергии потребителям необходима разработка мероприятий для устранения указанных явлений с включением их в инвестиционную программу и комплексную программу развития.

Для завершения восстановления энергосистемы Чеченской Республики и приведения ее в соответствие с нормативными требованиями необходима реализация Комплексной программы развития электрических сетей Чеченской Республики.

Энергосистема Чеченской Республики ввиду отсутствия объектов генерации является исключительно дефицитной по мощности. Покрытие дефицита мощности осуществляется за счёт внешних перетоков по сети 330,

110 кВ, со стороны энергосистем Республики Северная Осетия-Алания, Республики Ингушетия, Республики Дагестан и Ставропольского края.

В 2014 году покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется от ПС 330/110 кВ Грозный и по связям 110 кВ от Дагестанской, Северо-Осетинской, Ингушской и Ставропольской энергосистем. ПС 330 кВ Грозный включена в транзит 330 кВ Владикавказ-2 – Чирюрт, который также обеспечивает передачу мощности из ОЭС Юга в Дагестан и экспорт в энергосистему Азербайджана, а в летний период при наличии в Дагестанской энергосистеме значительных избытков мощности – их выдачу в ОЭС Юга.

В 2014 году сеть 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики представляет собой три отдельных энергорайона, запитанных от:

1. ПС 330 кВ Грозный.
2. По межсистемным связям 110 кВ от Ингушской, Северо-Осетинской и Ставропольской энергосистем.
3. От Дагестанской энергосистемы по межсистемным ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148).

Транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении (в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме) в настоящий момент осуществляется по сети 330 кВ Чеченской энергосистемы, по сети 110 кВ транзитных перетоков мощности не осуществляется.

Нормальные разрывы в сети 110 кВ, в настоящий момент обеспечивающие отдельную работу вышеуказанных энергорайонов 110 кВ Чеченской Республики:

– на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен шиносоединительный выключатель ШСВ-110, на ПС Наурская отключён выключатель ВЛ 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая (В-174) – для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объёма воздействий устройств ПА, установленных на ПС 330 кВ Грозный (АЧР, САОН, АРПТ, воздействующих на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая (Л-141), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)), а также комплексов (устройств) противоаварийной автоматики ОЭС Юга, действующих на отключение энергорайона северной части Дагестанской энергосистемы и северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики;

– на ПС 110 кВ ГРП-110 отключен шиносоединительный выключатель ШСВ-110 – для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объёма воздействий АЧР, установленной на

ПС 330 кВ Грозный и действующей на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110), ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136).

На ПС 110 кВ Северная в настоящий момент исполнен нормальный разрыв на секционном выключателе СМВ-110в связи с отсутствием линейных защит на ПС 110 кВ Северная и необходимостью обеспечения надёжности электроснабжения потребителей г. Грозный, запитанных от данного объекта. По аналогичным причинам нормальный разрыв исполнен на ПС 110 кВ Цемзавод по транзиту 110 кВ Грозный – Цемзавод – Шали – Аргунская ТЭЦ.

Для повышения надёжности функционирования энергосистемы Чеченской Республики потребуется выполнить мероприятия, обеспечивающие работу электрической сети 110 кВ в замкнутом режиме. В качестве основного мероприятия предполагается строительство и ввод в работу новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа) в 2021 году с комплексом мероприятий по противоаварийной автоматике, обеспечивающим работу сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме.

В соответствии с этим, начиная с зимнего максимума 2015 года все вышеуказанные выключатели 110 кВ в проведённых расчётах электроэнергетических режимов приняты нормально включёнными, что соответствует режиму параллельной работы энергорайонов 110 кВ Чеченской энергосистемы, а также сетей 110 кВ энергосистем Республики Северная Осетия-Алания, Республики Ингушетия, Чеченской Республики и Республики Дагестан.

#### **Раздел 4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики**

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

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, подключаемым потребителям, а также прогнозы потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики, используемые в расчётной электрической модели на период формирования схемы и программы по «реалистическому» и «оптимистическому» вариантам развития, приведены в Приложении 1.

В разделе 3 Приложения 1 указаны вводные объекты, отсутствующие в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики (исключенные из ранее утверждённых инвестиционных программ) и мероприятиях по Техническим условиям на технологическое присоединение, необходимость строительства которых дополнительно рассмотрена в настоящей работе как мероприятия, обеспечивающие ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.

В настоящей работе дополнительно рассмотрена необходимость строительства Грозненской ТЭС установленной мощностью 440

МВт (2х220 МВт) как одного из возможных мероприятий, обеспечивающих допустимые параметры электроэнергетических режимов работы энергосистемы Чеченской Республики. Схема выдачи мощности вышеуказанной станции принята в соответствии с предварительными техническими решениями, разработанными в СиПР ЧР 2013-2017 г.г. и проверена на соответствие новым режимно-балансовым условиям.

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, а также прогнозы потребления мощности энергосистем других субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа, используемые в расчётной электрической модели, приведены в Приложении 2.

Из отраженной в разделе 3 информации о перегружаемых силовых трансформаторах, в наиболее тяжелом положении находится ПС 110 кВ Ойсунгур.

Прилагаемые данные по росту нагрузок на ПС 110 кВ Ойсунгур за последние 5 лет наглядно демонстрируют состояние данного центра питания. Рост нагрузки на этой подстанции наблюдается буквально после завершения контртеррористической операции на территории Чеченской Республики еще с 2000 года. При этом необходимо учитывать, что изначально суммарная мощность силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Ойсунгур составляла 26 МВА (Т-1 -16 МВА и Т-2 -10 МВА). С этого времени продолжающийся рост потребления привел к сегодняшней мощности в 66 МВА, с учетом того, что Т-3 - 16 МВА установлен не по проектной схеме по причине нехватки мощностей еще в 2011 году.

#### Сведения по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Ойсунгур

№ п/п	Мощность тр-ров кВА	Дисп. № тр-ров	Нагрузки		% загрузки	
			Ином, А	Ифакт, А	тр-ра	подстанции
<b>ОЗП 2011/2012 гг</b>						
1	25 000	Т-1	125,5	119	95	93
	25 000	Т-2	125,5	115	92	
	16 000	Т-3	80,3	73	91	
<b>ОЗП 2012/2013 гг</b>						
2	25 000	Т-1	125,5	120	96	95
	25 000	Т-2	125,5	120	96	
	16 000	Т-3	80,3	75	93	
<b>ОЗП 2013/2014 гг</b>						
3	25 000	Т-1	125,5	125	100	100
	25 000	Т-2	125,5	130	104	
	16 000	Т-3	80,3	75	93	
<b>ОЗП 2014/2015 гг</b>						
4	25 000	Т-1	125,5	130	104	104
	25 000	Т-2	125,5	135	108	
	16 000	Т-3	80,3	78	97	
<b>ОЗП2015/2016 гг</b>						

5	25 000	T-1	125,5	140	112	107
	25 000	T-2	125,5	135	108	
	16 000	T-3	80,3	78	97	

По данным загрузки силовых трансформаторов видно, что даже без отключения любого силового трансформатора подстанция в определенный период подстанция работает с перегрузом, а при отключении любого из силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Ойсунгур происходит недопустимый перегруз оставшихся 2-х силовых трансформаторов.

Одним из путей решения указанной проблемы является реконструкция ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой 2-х силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на 2х40 МВА.

Однако при этом необходимо учитывать, что как сказано выше, изначально по проекту на подстанции 110 кВ Ойсунгур были установлены силовые трансформаторы 16 и 10 МВА и установленное оборудование спроектировано на имеющиеся силовые трансформаторы. Установка двух силовых трансформаторов 2х40 МВА потребует полной замены оборудования, т.е. практически строительства новой подстанции, что в условиях необходимости бесперебойного электроснабжения потребителей является невыполнимой задачей.

На основании вышеизложенного, для исключения недопустимого перегруза трансформаторов ПС 110 кВ Ойсунгур (2х25, 16 МВА) в нормальном режиме и в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов, с учетом того, что других центров питания в этом районе больше нет, наиболее приемлемым вариантом является строительство нового центра питания.

Этим центром питания предполагается подстанция 110 кВ Курчалой-110 с двумя силовыми трансформаторами 2х25 МВА.

Строительство в Курчалойском районе нового центра питания с двумя питающими линиями 110 кВ от ПС 110 кВ Ойсунгур и ПС 110 кВ Аргунская ТЭЦ, кроме разгрузки позволит решить комплекс проблем в восточной части Чеченской Республики.

Кроме основного вопроса перегруза ПС Ойсунгур, решится вопрос повышения качества электроэнергии, повышения надежности и устойчивости сети 35 кВ. Появится возможность разукрупнения существующих фидеров 10 кВ и строительства новых. Так же строительство транзита ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой – Аргунская ТЭЦ важно как дополнительная связь, обеспечивающая передачу мощности в наиболее дефицитный центральный энергорайон Чеченской Республики.

Проведенный анализ состояния ПС Ойсунгур и вытекающее отсюда предложение по строительству ПС 110 кВ Курчалой не требует проведения специальных расчетов электроэнергетических режимов.

## 4.2. Расчеты электроэнергетических режимов.

В данном разделе выполнены расчеты электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики для зимнего и летнего максимумов нагрузки 2015-2019 годов, анализ нормальных, основных ремонтных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов с учетом наложения на них нормативных возмущений, с учетом реконструкции существующих и ввода новых электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

Рассмотрены два варианта развития электроэнергетики Чеченской Республики – «**Реалистический**» и «**Оптимистический**».

«**Реалистический**» вариант развития электроэнергетики Чеченской Республики основан на прогнозных балансовых данных ОАО «СО ЕЭС» и данных по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики в утверждённых инвестиционных программах субъектов электроэнергетики.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Чеченской Республики на 5-летний период для «реалистического» варианта развития электроэнергетики, представленный ОАО «СО ЕЭС»:

Прогноз электропотребления:

	ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление, млн. кВт.ч	2593	2634	2674	2776	2829	2857
Среднегодовые темпы прироста, %	2,09	1,58	1,52	3,81	1,91	0,99

Прогноз потребления мощности:

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>ЛМ</b>	<b>Потребление мощности, МВт</b>	344	350	355	360	363	365
<b>ЗМ</b>		506	514	522	530	534	537

В соответствии с «реалистическим» вариантом развития:

Учен осуществленный в конце 2015 года по заявке на технологическое присоединение Министерства промышленности и энергетики Чеченской Республики ввод Кокадойской МГЭС на р. Аргун установленной (максимальной) мощностью 1,3 МВт с подключением к ПС 35 кВ Итум-Кале (центр питания 110 кВ – ПС 110 кВ Цемзавод). Строительство осуществлено в рамках реализации республиканской комплексной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чеченской Республике на 2011-2013 годы и на перспективу до 2020 года», что позволило несколько улучшить балансовые показатели энергосистемы Чеченской Республики. Заканчивается строительство МГЭС Кировская на р. Сунжа в г. Грозный мощностью 0,5 МВт. Данный объект улучшит режимно-балансовую

ситуацию в п.п. Кирова и Андреевская Долина г. Грозного. МГЭС Кировская также строится в рамках реализации республиканской комплексной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чеченской Республике на 2011-2013 годы и на перспективу до 2020 года. Кроме этого, в рамках этой же программы начата реализация программы строительства малых ГЭС на р. Аргун.

Уже разработана проектно-сметная документация на строительство малых ГЭС Гухой- 2,0 МВт, Ушкалой – 4,0 МВт и Саттилит – 1,0 МВт. К реализации программы строительства малых ГЭС будут привлечены средства отечественных и зарубежных инвесторов.

В дальнейшем планируется использовать гидроэнергетический потенциал горных рек, а также потенциал крупных рек Терек и Сунжа.

Согласно СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы, Договора на предоставление мощности, Технических условий №496р от 30.11.2015 на технологическое присоединение (далее - ТП) Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», внестадиной работы «Схема выдачи мощности Грозненской ТЭС» (далее – СВМ Грозненской ТЭС) в 2018 году планируется присоединение к сети 110 кВ Грозненской ТЭС. Строительство Грозненской ТЭС намечено в Заводском районе г. Грозный, на территории бывшей Грозненской ТЭС-3. На электростанции планируется установить два энергоблока ПГУ электрической мощностью по 249,3 МВт каждый. Работа ПГУ планируется в базовом режиме. Каждый блок ПГУ включает в себя газотурбинную установку с генератором номинальной мощностью 173,4 МВт и паротурбинную установку с генератором номинальной мощностью 75,9 МВт. Таким образом, полная установленная мощность Грозненской ТЭС составит 498,6 МВт.

На основании проектных данных о планируемых режимах работы Грозненской ТЭС, располагаемая мощность блоков ПГУ принималась в соответствии с нижеприведенными данными:

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЛМ	Выработка мощности Грозненской ТЭС, МВт	0	0	0	249,3	498,6	498,6
ЗМ		0	0	0	498,6	498,6	498,6

При рассмотрении электроэнергетических режимов работы энергосистемы Чеченской Республики привязка Грозненской ТЭС осуществлялась в соответствии проектными решениями, разработанными в СВМ Грозненской ТЭС, согласованными Системным оператором и сетевыми организациями.

Согласно СВМ Грозненской ТЭС:

Для выдачи мощности первого энергоблока ПГУ Грозненской ТЭС предусматривается следующий объем электросетевого строительства:

- строительство заходов в ОРУ 110 кВ ТЭС от ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 (Л-109) и Грозный – ГРП-110 (Л-110) с образованием новой двухцепной ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозныйс отпайками и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайками;

- строительство захода в ОРУ 110 кВ ТЭС ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;

- строительство двух новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1 и 2 цепь с подвеской провода АС-300;

- ввод ВЛ 110 кВ Плиево – Горец с расширением ПС 110 кВ Плиево на одну линейную ячейку;

- комплекс технических мероприятий по реконструкции объектов электроэнергетики для снятия существующих ограничений в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы.

Перечень мероприятий приведен в Приложении 4.

К вводу второго энергоблока ПГУ-1 на Грозненской ТЭС необходимо выполнить строительство и реконструкцию следующих объектов:

- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от Грозненской ТЭС до ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115) с образованием новой двухцепной ВЛ 110 кВ Грозный – Грозненская ТЭС с отпайками на ПС 110 кВ Южная 1 и 2 цепь с подвеской на новом участке ВЛ провода АС-185;

- строительство новой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево с проводом АС-240;

- комплекс технических мероприятий по реконструкции объектов электроэнергетики для снятия существующих ограничений в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, мероприятия по противоаварийной автоматике и замыканию существующего разрыва на В-174 ПС 110 кВ Наурская. Перечень мероприятий приведен в Приложении 4.

Согласно Договора ТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011, Технических условий №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике – (мощностью 19,4 МВт), в 2019 году ввести планируется в работу ПС 110/10 кВ НПЗ, питание которой будет осуществляться отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137).

Согласно инвестиционной программы (далее – ИП) АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы, Технических условий №406р от 15.08.2014 на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» (мощностью 8,14 МВт), предполагается ввод в работу новой ПС 110 кВ Гудермес-Сити с установкой двух трансформаторов мощностью по 25 МВА, для питания энергопринимающих устройств комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити». Подключение ПС 110 кВ Гудермес-Сити осуществляется путем строительства заходов ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая –

Гудермес (Л-126) и Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142) на ПС 110 кВ Гудермес-Сити, с образованием 4-х новых ВЛ 110 кВ.

В соответствии с ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы, Техническими условиями № 503р от 25.08.2015 на ТП Цветомузыкального фонтана в г. Грозный ООО «Инком Альянс» (мощностью 6,5 МВт) в 2018 году планируется ввести в работу ПС 110/10 кВ Черноречье, питание которой будет осуществляться отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137).

Строительство ПС 330 кВ Сунжа, рассматриваемое на предыдущих этапах формирования Схемы и программы развития энергосистемы Чеченской Республики как основное мероприятие на перспективный пятилетний период, направленное на обеспечение надежного электроснабжения потребителей Чеченской Республики, возможность осуществления дополнительных технологических присоединений новых потребителей и обеспечивающее поддержание электроэнергетического режима в рамках допустимых значений, в настоящей Схеме и программе развития на период 2016-2020 гг. не рассматривается. В связи с планируемым вводом Грозненской ТЭС по ДПМ, дефицитом финансирования инвестиционных программ сетевых организаций согласно ИП ПАО «ФСК ЕЭС» строительство ПС 330 кВ Сунжа перенесено за 2021 год.

В рамках «реалистического» варианта развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2016-2020 гг. не учитывались (не включены в расчетную модель) вводы ряда энергообъектов напряжением 110 кВ для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей, строительство которых предусматривается в соответствии с имеющимися заявками и техническими условиями (проектами технических условий) на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», ввиду отсутствия заключённых договоров на технологическое присоединение, в том числе:

- всесезонного горнолыжного курорта «Ведучи» в Итум-Калинском районе с максимальной мощностью 24 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить в два этапа (10 МВт в 2016 г., 14 МВт в 2018 г.) от проектируемой ПС 110 кВ Ведучи (2\*25 МВА), подключаемой к энергосистеме по двум проектируемым ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи;

- автомобильного завода АК «Юг-Авто» в г. Аргун с максимальной мощностью 22 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить в 2017 году от проектируемой ПС 110 кВ Автопром (2\*25 МВА), подключаемой к энергосистеме по двум проектируемым ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Автопром и ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162);

- дачного некоммерческого партнерства «Черноречье» в Заводском районе г. Грозного с максимальной мощностью 12,4 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить в 2017 году от

проектируемой ПС 110 кВ (2\*16 МВА), подключаемой к энергосистеме по проектируемой ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137);

– многофункционального высотного комплекса «Ахмат Тауэр» в г. Грозный с максимальной мощностью 16 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить в 2018 году от проектируемой ПС 110 кВ Грозный-Сити (2\*40 МВА), подключаемой к энергосистеме по двум проектируемым ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114) и от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115);

– микрорайон №7 в г. Грозный в 2017 году с потребляемой мощностью 4 МВт, присоединение к энергосистеме которого предполагается осуществить от вновь вводимой ПС 110 кВ РКБ, питаемой по двум отпайкам от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110) и ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111);

– тепличного комплекса ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг» в п. Алхан-Чурт с максимальной мощностью 14 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить в 2016 году от проектируемой ПС 110 кВ Тепличная (2\*16 МВА), подключаемой к энергосистеме по двум проектируемым ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) и от ВЛ 110 кВ Северная – Восточная с отпайкой на ПС Консервная (Л-112);

– жилого и административно-технического комплекса УФСБ России по Чеченской Республике в г. Грозный с максимальной мощностью 2,5 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить в 2017 году от проектируемой ПС 110 кВ (1\*4 МВА), подключаемой к энергосистеме по проектируемой ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115).

Включение вышеуказанных объектов электроэнергетики в «реалистичский» вариант Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики возможно на следующих этапах формирования СиПР после заключения договоров на технологическое присоединение соответствующих потребителей.

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, подключаемым потребителям, а также прогнозы потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики, используемые в расчётной электрической модели на период формирования схемы и программы по «реалистическому» варианту развития, приведены в Приложении 1.

В связи с выводами, сделанными по результатам расчетов электроэнергетических режимов по «реалистическому» варианту развития, о необходимости строительства дополнительных связей 110 кВ в центральный энергорайон энергосистемы Чеченской Республики, а также в связи со значительным ростом потребления «оптимистического» варианта в сравнении с «реалистическим» вариантом, в «оптимистическом» варианте развития

учтены (включены в расчетную модель) вводы следующих объектов со сроком конец 2015 года:

- ПС 110 кВ Курчалой с ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, ВЛ 110 кВ Курчалой – Аргунская ТЭЦ (с переводом нагрузок суммарной мощностью 26 МВт с ПС 110 кВ Ойсунгур).

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, а также прогнозы потребления мощности энергосистем других субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа, используемые в расчётной электрической модели, приведены в Приложении 2.

Карты-схемы развития энергосистемы Чеченской Республики по «реалистическому» варианту развития на каждый год формирования программы развития приведены на рисунках (рисунки РВ-2016, РВ-2017, РВ-2018, РВ-2019, РВ-2020).

Данные по допустимым токовым нагрузкам ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики приведены в Приложении 3. При этом ограничения по допустимой токовой нагрузке ЛЭП по условиям РЗА при анализе расчётов электроэнергетических режимов не учитываются с учётом предположения, что уставки устройств РЗА будут перестроены до значений, снимающих данные ограничения.

Целью расчетов является:

- проверка достаточности пропускной способности существующих и намечаемых к строительству электрических сетей, выбор их параметров и определение условий обеспечения необходимых уровней напряжения в послеаварийных режимах;
- выявление недостатка пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов («узких мест»). Проведение анализа «узких мест», связанных с наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети;
- разработка предложений в виде перечня по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест» и сводного перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, с ранжированием объектов по значимости и годам ввода;
- разработка рекомендаций по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования программы развития;
- разработка рекомендаций по схемам выдачи мощности планируемых к вводу электростанций, а также по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования программы развития;
- разработка рекомендаций в части регулирования напряжения и

компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше;

- обоснование необходимых мероприятий по развитию электрических сетей в соответствии с результатами расчётов характерных режимов (зимнего и летнего максимумов нагрузок) на этапах развития энергосистемы на период формирования схемы и программы развития.

Расчеты электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы выполнялись исходя из следующих основных условий:

- при формировании расчетных моделей использовались результаты контрольных измерений (схемы потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения) в характерные часы зимних и летних контрольных замеров;

- расчетные нагрузки подстанций 110 кВ приняты для собственного максимума энергосистемы в рассматриваемые периоды;

- расчетные реактивные нагрузки на шинах подстанций 110 кВ принимались на основе анализа отчетных данных, для вновь вводимых подстанций - исходя из  $\text{tg}\varphi$  нагрузки 0,5;

- величины межсистемных перетоков мощности, генерация электростанций, а также уровни напряжения на шинах 330-500 кВ подстанций увязаны с балансом мощности ОЭС Юга и расчетами по основной сети ОЭС Юга и Чеченской энергосистемы;

- в зимние максимумы нагрузок рассмотрены нормальные схемы и послеаварийные режимы отключения одного сетевого элемента в нормальных схемах, а также послеаварийные режимы отключения одного сетевого элемента в схемах плавки гололеда одной из ЛЭП, подверженных интенсивному гололедообразованию;

- в летние максимумы нагрузок рассмотрены нормальные и ремонтные схемы одного сетевого элемента, а также послеаварийные режимы отключения одного сетевого элемента в нормальных и ремонтных схемах одного сетевого элемента.

Результаты расчетов приведены в табличной и графической формах, схемы потокораспределения представлены в приложениях. В табличных формах приведены элементы электрической сети энергосистемы Чеченской Республики, токовая загрузка которых в расчетных режимах превышает 40% от номинальной величины.

## **4.2.1. Расчеты электроэнергетических режимов**

### **«Реалистический» вариант**

В данном подразделе приведены результаты расчетов электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимних максимумов нагрузки и летних максимумов нагрузки 2016-2020 годов для «реалистического» варианта развития Чеченской энергосистемы. К рассмотрению приняты периоды зимних максимумов нагрузки 2016, 2017, 2018, 2020 гг. и летних максимумов нагрузки 2016, 2018, 2020 гг., соответствующие годам ввода планируемых к строительству объектов электроэнергетики и наиболее энергоёмких потребителей.

#### **4.2.1.1. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2016 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2016 года приведены в Приложении РВ-2016-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2016-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

#### **4.2.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года приведены в Приложении РВ-2016-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2016-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

#### **4.2.1.3. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года приведены в Приложении РВ-2017-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2017-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

#### **4.2.1.4. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года приведены в Приложении РВ-2018-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2018-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

#### **4.2.1.5. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года приведены в Приложении РВ-2018-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2018-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

#### **4.2.1.6. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года приведены в Приложении РВ-2020-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2020-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

#### **4.2.1.7. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года**

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года приведены в Приложении РВ-2020-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2020-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

### **4.3. Анализ расчётов электроэнергетических режимов. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики**

В данном разделе на основании проведённых в разделе 4.1 расчётов проведен анализ электроэнергетических режимов работы сети 110 кВ и выше Чеченской энергосистемы в нормальных и основных ремонтных режимах с учетом наложения на них нормативных возмущений, для «реалистического» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики в период 2016-2020 годов, в том числе:

- произведена проверка достаточности пропускной способности существующих и намечаемых к строительству электрических сетей, выбор их параметров и определение условий обеспечения необходимых уровней напряжения в послеаварийных режимах;
- выявлены недостатки пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов («узких мест»). Проведен анализ «узких мест», связанных с наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети.

На основании проведённого анализа приведены предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для

«реалистического» варианта развития электроэнергетики Чеченской Республики:

- разработаны предложения в виде перечня по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест», с обоснованием необходимых мероприятий по развитию электрических сетей, с ранжированием объектов по значимости и годам ввода;
- разработаны рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования схемы и программы развития;
- разработаны рекомендации по схемам выдачи мощности планируемых к вводу электростанций, а также по схемам внешнего электроснабжения объектов потребителей, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования схемы и программы развития;
- разработаны рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

#### **4.3.1. Анализ расчётов электроэнергетических режимов «реалистического» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики в «реалистическом» варианте**

##### **4.3.1.1. Краткая характеристика режимно-балансовой ситуации в период 2015-2020 гг.**

До ввода в 2018 году первого энергоблока ПГУ Грозненской ТЭС энергосистема Чеченской Республики ввиду отсутствия объектов генерации является исключительно дефицитной по мощности, величина дефицита при прохождении зимнего максимума нагрузки составляет 513 МВт в 2016 году, 521 МВт в 2017 году, при прохождении летнего максимум нагрузки – 349 МВт в 2016 году, 354 МВт в 2017 году. Покрытие дефицита мощности осуществляется за счёт внешних перетоков по сети 330, 110 кВ, со стороны энергосистем Республики Северная Осетия-Алания, Республики Ингушетия, Республики Дагестан и Ставропольского края.

До ввода в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется исключительно из-за внешних перетоков мощности от ПС 330 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.

Сеть 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики представляет собой два отдельных энергорайона, запитанных от:

- ПС 330 кВ Грозный и по межсистемным связям 110 кВ от Ингушской, Северо-Осетинской и Ставропольской энергосистемы.

- Дагестанской энергосистемы по межсистемным ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), ВЛ 110 кВ Кизляр–1 – Каргалиновская (Л-148).

Транзит мощности из объединенной энергосистемы Юга в Дагестанскую энергосистему и в обратном направлении (в зависимости от текущего баланса мощности в Дагестанской энергосистеме) осуществляется по сети 330 кВ Чеченской энергосистемы, по сети 110 кВ транзитных перетоков мощности не осуществляется.

Нормальные разрывы в сети 110 кВ, в настоящий момент обеспечивающие отдельную работу вышеуказанных энергорайонов 110 кВ Чеченской Республики:

– на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен шиносоединительный выключатель ШСВ-110, на ПС Наурская отключён выключатель ВЛ 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая (В-174) – для недопущения ограничения перетоков мощности по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объёма воздействий устройств ПА, установленных на ПС 330 кВ Грозный (САОН, АРПТ), воздействующих на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая (Л-141), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)), а также комплексов (устройств) противоаварийной автоматики ОЭС Юга, действующих на отключение энергорайона северной части Дагестанской энергосистемы и северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики.

– на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен выключатель ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), для обеспечения объёма УВ на отключение нагрузки от комплексов ПА ОЭС Юга.

На ПС 110 кВ Северная в настоящий момент исполнен нормальный разрыв на секционном выключателе СМВ-110 в связи с отсутствием линейных защит на ПС 110 кВ Северная и необходимостью обеспечения надёжности электроснабжения потребителей г. Грозный, запитанных от данного объекта.

Для выдачи мощности Грозненской ТЭС, согласно СВМ Грозненской ТЭС, предусматривается замыкание в нормальной схеме СМВ-110 на ПС 110 кВ Северная и выключателя ВЛ 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая (В-174) на ПС 110 кВ Наурская после выполнения комплекса технических мероприятий, обеспечивающих возможность замыкания вышеуказанных транзитов. В соответствии с этим, в проведённых расчётах электроэнергетических режимов с вводом в 2018 году Грозненской ТЭС данные выключатели приняты нормально включёнными.

На ПС 110 кВ ГРП-110 в 2015 году осуществлено включение (замыкание) в нормальной схеме шиносоединительного выключателя ШСВ-110, ранее отключенного для недопущения ограничения перетоков мощности

по ВЛ 330 кВ в сечениях «ОЭС – Дагестан», «Дагестан – ОЭС» по пропускной способности оборудования 110 кВ в послеаварийных режимах, а также в связи с необходимостью обеспечения объема воздействий АЧР, установленной на ПС 330 кВ Грозный и действующей на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110), ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136). Возможность включения вышеуказанной транзитной связи было обеспечено вводом устройств противоаварийной автоматики (АОПО, АЛАР) ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110, а также частичной реализацией мероприятий по оснащению объектов электроэнергетики Чеченской Республики устройствами АЧР, воздействующими на отключение присоединений 6-35 кВ, что позволило вывести из-под воздействия АЧР ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110) и ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) на ПС 330 кВ Грозный. Включение ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 существенно оптимизировало электроэнергетический режим Центрального энергорайона Чеченской Республики, в т.ч. в части уровней напряжения в энергорайонах ПС ГРП-110, ПС 110 кВ Горец, ПС 110 кВ № 84, ПС 110 кВ Самашки.

В соответствии с техническими решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для обеспечения динамической устойчивости Грозненской ТЭС, а также для более оптимального потока распределения мощности в сети 110 кВ и недопущения перегрузов в сети 110 кВ в послеаварийных режимах, должен быть выполнен нормальный разрыв в сети 110 кВ отключением ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110. В связи с вышеизложенным, с вводом Грозненской ТЭС в 2018 году в расчетных моделях ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110 принят нормально отключенным.

В связи с монтажом устройств РЗА ЛЭП 110 кВ на ПС 110 кВ Цемзавод в конце 2015 года – начале 2016 года планируется включение в нормальной схеме выключателя (замыкание транзита) ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160), что значительно повышает надежность электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Грозный – Цемзавод – Шали – Аргунская ТЭЦ.

На планируемой к вводу ПС 110 кВ Гудермес-Сити по условиям функционирования сети 110 кВ и обеспечения работы комплексов ПА ОЭС Юга будет поддерживаться нормальный разрыв на шиносоединительном выключателе 110 кВ во всех схемах.

Ввод Грозненской ТЭС позволит покрыть потребность Чеченской Республики в электроэнергии практически полностью и потребность в мощности на 80-90 %, тем самым сократив дефицит в мощности и электроэнергии юго-восточной части ОЭС Юга.

#### **4.3.1.2 Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года**

Энергосистема Чеченской Республики при прохождении зимнего максимума 2016 года характеризуется сложной режимно-балансовой ситуацией, связанной с интенсивным ростом нагрузок.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года, показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2016-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 108 МВА - 86% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 391 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр. С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 242 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр. С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111) – 318 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 630 А, ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) – 304 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А (Л-110 выполнена проводом АС-185 по всей длине, при этом аварийно-допустимая токовая нагрузка по Л-110 для + 0 гр. С составляет 500 А. Ограничение обусловлено установленными со стороны ПС 110 кВ ГРП-110 трансформаторами тока Л-110 - ТФЗМ-110 с номинальным током 500 А). Напряжение в сети обеспечивается на уровне 107-115 кВ.

Как показывают расчеты, при отключении одного из АТ-330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный нагрузка оставшихся двух АТ 330/110 кВ составит по 120 % от номинальной нагрузки (150 МВА) (РВ-ЗМ-2016-4). В разомкнутой схеме сети 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики токовая нагрузка АТ обуславливается исключительно интенсивным ростом нагрузки потребителей центрального энергорайона Чеченской Республики. **Дальнейшее присоединение потребителей и рост нагрузки к зимнему периоду 2016 года будут ограничиваться пропускной способностью АТ 330/110 кВ Грозный. Уже на этапе прохождения зимнего максимума нагрузок 2016 года подтверждается необходимость выполнения мероприятий по вводу в работу Грозненской ТЭС, с комплексом мероприятий по её привязке к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы (СВМ Грозненской ТЭС).**

Отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) выше аварийно-допустимых величин, напряжение на шинах 110 кВ Ойсунгур понижается ниже длительно-допустимого уровня (РВ-ЗМ-2016-10) – 87 кВ. Обеспечение допустимых параметров в данном режиме обеспечивается за счет использования перегрузочной способности ТТ (600 А в нормальном режиме, 660 А на время послеаварийного режима) ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149), являющихся ограничивающими элементами данной ЛЭП для зимних температур наружного воздуха.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес-Тяговая (Л-149) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) достигает 552 А – 117 % от ДД токовой нагрузки ВЛ при 0 гр.С (РВ-ЗМ-2016-11), однако не превышает аварийно – допустимого значения (565 А при 0 гр. С).

Послеаварийные режимы отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130), ВЛ 110 кВ Наурская – №84 (Л-185), ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120), ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141), ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, а так же ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный не приводит к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, уровни напряжения в сети 110 кВ в данных послеаварийных режимах обеспечиваются на уровне 115 – 97 кВ.

#### **4.3.1.3 Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года**

Ввиду отсутствия на территории Чеченской Республики источников генерации, энергосистема Чеченской Республики при прохождении зимнего максимума 2017 года характеризуется сложной режимно-балансовой ситуацией, связанной с интенсивным ростом нагрузок, подключением новых потребителей, в том числе крупных узлов нагрузки – ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС-110 кВ Курчалой-110 и ПС 110 кВ Черноречье. Дополнительно ситуация осложняется необходимостью обеспечения питания РУ-110 Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд мощностью 40 МВА.

В соответствии с вышеизложенным на этапе прохождения зимнего максимума 2017 года, в расчетную модель Чеченской энергосистемы дополнительно подключены данные объекты, с привязкой к сети 110 кВ последующим схемам:

- подключение ПС 110 кВ Гудермес-Сити выполнено заходами существующих ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126) и ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142) на ПС Гудермес-Сити с образованием 4 новых ВЛ 110 кВ. При этом, на планируемой к вводу ПС 110 кВ Гудермес-Сити по условиям функционирования сети 110 кВ и обеспечения работы комплексов ПА ОЭС Юга будет поддерживаться нормальный разрыв на шиносоединительном выключателе 110 кВ во всех схемах;

- подключение ПС 110 кВ Черноречье выполнено посредством нового строительства отпайки от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137) до ПС 110 кВ Черноречье;

- питание РУ-110 Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд 40 МВА с нагрузкой порядка 17 МВт, осуществлено путем строительства отпайки от ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109), ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)).

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2017-1) нагрузка автотрансформаторов

330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 112 МВА - 89% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС.

Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 404 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 250 А, при ДД токовой нагрузки ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111) – 321 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 630 А, ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) – 323 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А (Л-110 выполнена проводом АС-185 по всей длине), при этом аварийно-допустимая токовая нагрузка по Л-110 для + 0 гр. С составляет 500 А. Ограничение обусловлено установленными со стороны ПС 110 кВ ГРП-110 трансформаторами тока Л-110 - ТФЗМ-110 с номинальным током 500 А). Напряжение в сети обеспечивается на уровне 106-115 кВ.

Как показывают расчеты, при отключении одного из АТ-330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный нагрузка оставшихся двух АТ 330/110 кВ составит по 128 % (160 МВА) от номинальной загрузки (РВ-ЗМ-2017-4). Как указывалось ранее, в разомкнутой схеме сети 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики токовая нагрузка АТ обуславливается исключительно интенсивным ростом нагрузки потребителей центрального энергорайона Чеченской Республики. **Дальнейшее присоединение потребителей и рост нагрузки к зимнему периоду 2016 года будут ограничиваться пропускной способностью АТ 330/110 кВ Грозный. В качестве мероприятий по обеспечению допустимого режима работы АТ-330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный в послеаварийных режимах рекомендуется строительство Грозненской ТЭС с комплексом мероприятий по её привязке к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы (СВМ Грозненской ТЭС).**

Планируемое в конце 2015 года – начале 2016 года включение в транзит ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160) значительно повышает надежность электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Цемзавод, однако при этом отключение 2 шин 110 кВ Грозный (РВ-ЗМ-2017-6) приводит к перегрузу выше аварийно-допустимого значения ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) - 570 А, при аварийно-допустимой токовой нагрузке 565 А при 0 гр. С. В соответствии с вышеизложенным для замыкания в транзит ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160) требуется выполнение мероприятий по обеспечению допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125). В качестве такого мероприятия рассматривается изменение нормальной схемы сети 110 кВ путем переноса нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.

Послеаварийный режим отключения 2 шин 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с переносом нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая (РВ-ЗМ-2017-6.1) характеризуется отсутствием выходов параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) находится в границах длительно – допустимых значений (471 А). Уровни

напряжения в сети 110 кВ Чеченской энергосистемы обеспечиваются на уровне 102-114 кВ.

**В соответствии с вышеизложенным для обеспечения допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах к периоду прохождения зимнего максимума 2017 года рекомендуется изменить нормальную схему сети 110 кВ Чеченской энергосистемы путем переноса нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.**

Отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) выше аварийно-допустимых величин 635 А, при аварийно-допустимой токовой нагрузке 600 А, напряжение на сш 110 кВ Ойсунгур понижается ниже длительно-допустимого уровня (РВ-ЗМ-2017-10) – 85 кВ. Обеспечение допустимых параметров в данном режиме обеспечивается за счет использования перегрузочной способности ТТ (600 А в нормальном режиме, 660 А на время послеаварийного режима) ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149), являющихся ограничивающими элементами данной ЛЭП для зимних температур наружного воздуха.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес-Тяговая (Л-149) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) достигает 572 А, при аварийно – допустимой – 565 А (РВ-ЗМ-2017-11).

**Загрузка ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) обусловлена ростом нагрузки существующих потребителей восточного энергорайона Чеченской энергосистемы, а так же вводом новых потребителей ПС 110 кВ Гудермес-Сити. Для обеспечения допустимого режима работы данных ВЛ 110 кВ, исключения необходимости их реконструкции на текущем этапе функционирования энергосистемы рекомендуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ Гудермес-Сити на время прохождения максимума нагрузки.**

Послеаварийные режимы отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130), ВЛ 110 кВ Наурская – №84 (Л-185), ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120), ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141), ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, а так же ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный не приводит к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, уровни напряжения в сети 110 кВ в данных послеаварийных режимах обеспечиваются на уровне 115 – 98 кВ.

Учитывая, что согласно СиПР 2015-2019 гг. и КПР ЧР 2016-2020 гг. в рассматриваемый период времени планируется ввод в работу ПС 110 кВ Курчалой, со строительством ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой, Курчалой – Ойсунгур, дополнительно рассмотрен послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, в схеме плавки гололеда ВЛ 330

кВ Владикавказ-500 – Моздок с введенной в работу ПС 330 кВ Сунжа, ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная и ПС 110 кВ Курчалой (РВ-ЗМ-2015-23). В данной схеме, так же как в рассмотренной выше не исключается необходимость деления сети 110 кВ, т.к токовая загрузка ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая в данном режиме превышает допустимую и составляет 629 А. Для устранения данного перегруза потребуется деление сети 110 кВ путем установки ПА – автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая (РВ-ЗМ-2015-24).

**В качестве мероприятия, исключающего ввод ГВО для разгрузки ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная до длительно допустимых значений рекомендуется строительство транзита ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой – Аргунская ТЭЦ.**

Дополнительно рассмотрен послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт с учетом строительства ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная и транзита Аргунская ТЭЦ – Курчалой – Ойсунгур (РВ-ЛМ-2018-5). В данной схеме, так же как в рассмотренной выше, не исключается необходимость деления сети 110 кВ, т.к токовая загрузка ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая в данном режиме превышает допустимую и составляет 724 А. Для устранения данного перегруза потребуется деление сети 110 кВ путем установки ПА – автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) на ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая (РВ-ЛМ-2016-6). Следует отметить, что при наличии транзита ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой – Ойсунгур работа (АОПО) на ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая может привести к аварийному перегрузу ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128). **Для недопущения аварийного перегруза ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) требуется монтаж АОПО ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128).** Послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт с учетом строительства ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная и транзита Аргунская ТЭЦ – Курчалой – Ойсунгур, работой АОПО ШСВ ПС 110 кВ Гудермес Тяговая и ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (РВ-ЛМ-2016-7) характеризуется отсутствием перегрузов ВЛ 110 кВ и оборудования, напряжения в сети 110 кВ ЧР поддерживается на уровне 102 – 114 кВ.

Таким образом проведенными расчётами подтверждается, что в качестве мероприятий, обеспечивающих допустимые параметры в послеаварийных режимах при выводе в ремонт ВЛ 330 кВ, отходящих от ПС 330 кВ Грозный, требуется строительство новой ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Сунжа в центральный энергорайон Чеченской Республики – ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная, строительство транзита ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой – Аргунская ТЭЦ как дополнительной связи, обеспечивающей передачу мощности в наиболее дефицитный центральный энергорайон Чеченской Республики. Дополнительно, для исключения перегрузов элементов сети 110 кВ в послеаварийной схеме

**необходим монтаж АОПО ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и АОПО на ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.**

Дополнительно рассмотрен послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт с учетом строительства Грозненской ТЭС и без учета строительства ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная и транзита Аргунская ТЭЦ – Курчалой – Ойсунгур (РВ-ЛМ-2016-8).

Таким образом, проведёнными расчётами подтверждается, что в качестве альтернативного мероприятия (альтернатива строительству ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная и транзита ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой – Аргунская ТЭЦ), обеспечивающего допустимые параметры в послеаварийных режимах при выводе в ремонт ВЛ 330 кВ, отходящих от ПС 330 кВ Грозный, требуется ввод в работу Грозненской ТЭС. Дополнительно к мероприятиям по СВМ Грозненской ТЭС, для исключения перегрузов элементов сети 110 кВ в послеаварийной схеме необходим монтаж АОПО на ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.

#### **4.3.1.4. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года**

К летнему периоду 2018 года для обеспечения покрытия растущей нагрузки Чеченской Республики, увеличения надёжности электроснабжения потребителей Чеченской Республики и оптимизации электроэнергетического режима, в соответствии с ДПМ и СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы, планируется ввод в работу первого энергоблока ПГУ Грозненской ТЭС.

В составе энергоблока будет функционировать газотурбинная установка ГТУ с генератором номинальной мощностью 173,4 МВт и паротурбинная установка ПТУ с генератором номинальной мощностью 75,9 МВт, с присоединением их через блочные трансформаторы мощностью 200 МВА и 125 МВА соответственно к РУ 110 кВ.

Таким образом, в расчетной модели, при рассмотрении электроэнергетического режима работы Чеченской энергосистемы на этапе прохождения летнего максимума 2018 года установленная мощность Грозненской ТЭС принята равной 249,3 МВт. Величина потребления Грозненской ТЭС на собственные нужды принята в размере 16 МВт на блок ПГУ.

В соответствии с СВМ Грозненской ТЭС РУ 110 кВ Грозненской ТЭС будет выполнено по схеме № 110-14 «Две рабочие секционированные выключатели и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями».

Присоединение Грозненской ТЭС планируется к сети 110 кВ.

В соответствии с проектными решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для выдачи мощности первого энергоблока ПГУ Грозненской ТЭС расчётах выполнена следующая схема привязки проектируемой ТЭС к сети 110 кВ:

- строительство заходов в ОРУ 110 кВ ТЭС от ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 (Л-109) и Грозный – ГРП-110 (Л-110) с образованием новой двух цепной ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайками;

- строительство захода в ОРУ 110 кВ ТЭС ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;

- строительство двух новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I и II цепь с подвеской провода АС-300;

- ввод ВЛ 110 кВ Плиево – Горец.

В соответствии с СВМ Грозненской ТЭС для обеспечения выдачи мощности первой очереди строительства станции дополнительно должен быть выполнен комплекс мероприятий по снятию существующих ограничений сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, а именно:

- реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в двух линейных ячейках ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь существующего оборудования (разъединители, выключатели, ТТ, ВЧЗ) с номинальным током менее 800 А на оборудование с номинальным током не менее 800 А и заменой ошиновки на проводом не менее АС-300;

- реконструкцию ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) существующего оборудования (разъединители, выключатели, ТТ, ВЧЗ, ошиновки) с номинальным током менее 600 А на оборудование с номинальным током не менее 600 А;

- выполнен нормальный разрыв в сети 110 кВ отключением ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110.

Анализ электроэнергетического режима в нормальной схеме (РВ-ЛМ-2018-1) показывает, что нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 37 МВА – 30% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС, загрузка ВЛ 110 кВ находится в границах длительно-допустимых значений. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 251 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 211 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 334 А. Наиболее загруженными ЛЭП от Грозненской ТЭС являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1 и 2 цепи, нагрузка по ним в нормальной схеме составляет 255 и 345 А соответственно. Нагрузка по ним распределяется неравномерно в связи с необходимостью поддержания нормального разрыва на ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 для более оптимального потока распределения мощности в сети 110 кВ и недопущения перегрузов в сети 110 кВ в послеаварийных режимах, при этом ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) потребуются фиксировать на 2 сш 110 кВ по нормальной схеме. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 112-120 кВ.

Как указывалось ранее, наиболее тяжелым режимом работы энергосистемы Чеченской Республики до ввода в работу одного блока ПГУ Грозненской ТЭС, являлся режим аварийного отключения ВЛ 330 кВ

Владикавказ-2 – Грозный (ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) (потеря питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ), в котором имело место погашение значительной части потребителей Чеченской энергосистемы (центральная часть Чеченской энергосистемы – ПС 110 кВ Южная, Шали, АКХП, 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП, Консервная, Холодильник, 2 сш 110 кВ Гудермес-Тяговая, Горячеисточненская, Червленая, Терек-Тяговая, Северная, Восточная, Октябрьская, а так же Аргунская ТЭЦ – более 170 МВт потребителей Чеченской энергосистемы). **Повторное рассмотрение режима аварийного отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) (потеря питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ) с учетом ввода в работу одного блока ПГУ Грозненской ТЭС по проектной схеме (РВ-ЛМ-2018-3) показывает, что электроснабжение потребителей Чеченской энергосистемы в послеаварийном режиме осуществляется в полном объеме, без отклонения параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 111-119 кВ.**

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности одного ПГУ Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110(Л-103);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105);
- ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84;

– ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная.

**Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности одного ПГУ Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий не требуется.**

Однако ряд рассмотренных режимов (РВ-ЛМ-2018-8) – послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, (РВ-ЛМ-2018-14) – ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, характеризуется возникновением перегрузов по току выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), нагрузка которой в данных режимах составляет 474 и 425 А соответственно, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 334 А и аварийно-допустимой (АД) токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 401 А. Величина токовой загрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), выполненной проводом АС-120, в большей мере обусловлена уровнем потребления в энергоузлах ПС 110 кВ Цемзавод, Шали, Аргунская ТЭЦ. Для исключения необходимости замены провода ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), на провод не менее АС-150, на данном этапе функционирования энергосистемы, в качестве мероприятия по недопущению перегруза ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) рассмотрено превентивное отключение СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ. Как показывают расчеты, режим ремонта (отключения) 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ (РВ-ЛМ-2018-14.1) характеризуется отсутствием выходов параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

Согласно (РВ-ЛМ-2018-20.1), при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая (Л-149), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) составляет 353 А, что превышает длительно – допустимое значение – 334 при +35 гр. С. Для обеспечения ремонта ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) необходимы мероприятия, обеспечивающие допустимый режим работы ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128). В качестве таких мероприятий рассмотрено изменение топологии сети 110 кВ на время ремонта ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) следующим образом: отключение В-127 на ПС 110 кВ Ойсунгур, включение на ПС 110 кВ Гудермес Сити ШСВ-110 и отключение В-Гудермес-Тяговая. Как показывают расчеты, режим ремонта ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая (Л-149) с отключенным В-127 на ПС 110 кВ Ойсунгур, включенным на ПС 110 кВ Гудермес-Сити ШСВ-110 и отключенным В-Гудермес-Тяговая характеризуется отсутствием выходов параметров режима из области допустимых значений. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) составляет 253 А.

#### **4.3.1.5. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года**

К началу зимнего периода 2018 года (декабря 2018 года) для обеспечения покрытия растущей нагрузки Чеченской Республики, увеличения надёжности электроснабжения потребителей Чеченской Республики и оптимизации электроэнергетического режима, в соответствии с ДПМ и СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы, планируется ввод в работу второго энергоблока ПГУ Грозненской ТЭС. В составе второго энергоблока ПГУ будет функционировать оборудование, аналогичное первому энергоблоку ПГУ – газотурбинная установка ГТУ с генератором номинальной мощностью 173,4 МВт и паротурбинная установка ПТУ с генератором номинальной мощностью 75,9 МВт, с присоединением их через блочные трансформаторы мощностью 200 МВА и 125 МВА соответственно к РУ 110 кВ.

Таким образом, в расчетной модели при рассмотрении электроэнергетического режима работы Чеченской энергосистемы на этапе прохождения зимнего максимума 2018 года установленная мощность Грозненской ТЭС принята равной 498,6 МВт. Величина потребления Грозненской ТЭС на собственные нужды принята в размере 16 МВт на каждый блок ПГУ.

В соответствии с проектными решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для выдачи всей установленной мощности Грозненской ТЭС, дополнительно к мероприятиям, необходимым по первому этапу присоединения Грозненской ТЭС (ввод первого энергоблока ПГУ в июне 2018 года, см. раздел 1.6.1.5.) предусматривается следующее электросетевое строительство:

- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от Грозненской ТЭС до ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114), ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115) проводом АС-185 с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь;

- строительство ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево проводом АС-240.

В соответствии с СВМ Грозненской ТЭС для обеспечения выдачи мощности станции дополнительно должен быть выполнен комплекс мероприятий по снятию существующих ограничений сети 110 кВ Чеченской энергосистемы, а именно:

- реконструкция ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) с заменой провода АС-185 на АС-240;

- реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) существующего оборудования с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А;

- реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой существующего оборудования 110 кВ, находящегося в транзите ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-

110 (Л-103) и ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102), с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А;

- реконструкция ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник на участке от захода на Грозненскую ТЭС до ПС 110 кВ Северная с заменой провода на провод марки не менее АС-240;

- реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой существующего оборудования 110 кВ, находящегося в транзите ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник и ВЛ 110 кВ Северная – Восточная (Л-111), с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А;

- мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Северная с установкой устройств РЗА, обеспечивающих замыкание транзита 110 кВ;

- мероприятия по РЗ и ПА, обеспечивающие замыкание существующего разрыва на В-174 ПС 110 кВ Наурская.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2018-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 37 МВА - 30% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 419 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 251 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) – 275 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А, ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) – 235 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ, отходящими от Грозненской ТЭС, являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц – 456 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – 354 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц – 374 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 106-120 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136);

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125);

- послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 330 кВ Грозный;

- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;

- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130);

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Наурская – №84 (Л-185);

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц.
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105);
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный (Л-115);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный (Л-114);
- послеаварийный режим отключения Г-3 Грозненской ТЭС.

**Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС не требуется.**

Между тем, ввода в работу к декабрю 2018 года Грозненской ТЭС по проектной схеме с комплексом мероприятий по сетевому строительству, РЗ и ПА, не снимает проблему функционирования сети 110 кВ Восточной части Чеченской энергосистемы.

Интенсивный рост потребления в энергорайонах ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, а так же набор мощности ПС 110 кВ Гудермес-Сити приводят к недопустимым нарушениям параметров электроэнергетического режима. Расчеты показывают, что при прохождении зимнего максимума нагрузки 2018 года, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (РВ-ЗМ-2018-10) приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) сверх аварийно допустимой нагрузки, при этом напряжение на СШ 110 кВ СП 110 кВ Ойсунгур понижается ниже аварийно-допустимого уровня – 84 кВ. Обеспечение допустимых параметров в данном режиме обеспечивается за счет использования перегрузочной способности ТТ (600 А в нормальном режиме, 660 А на время послеаварийного режима) ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149), являющихся ограничивающими элементами данной ЛЭП для зимних температур наружного воздуха, и

срабатыванием установленных устройств АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур. Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с работой АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур (РВ-ЗМ-2018-10.1.) показывает, что для обеспечения напряжения на СШ 110 кВ Ойсунгур на уровне 89 кВ потребуются отключение не менее 10 МВт нагрузки на ПС 110 кВ Ойсунгур, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) будет составлять 580 А, что не превышает длительно-допустимое значение.

Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЗМ-2018-11) приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийно – допустимого уровня – 595 А. Рассмотренные ранее мероприятия, по обеспечению допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (перевод нагрузки ПС 110 кВ Гудермес-Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки (РВ-ЗМ-2018-11.1) – не эффективны). Допустимый режим работы данного энергоузла обеспечивает превентивное размыкание сети 110 кВ следующим образом: поддержание нормального разрыва транзита ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес – Ойсунгур – Ярыксу путем отключения В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур. Данная схема существенно снижает надёжность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес.

**Таким образом, учитывая, что токовая загрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) превышает аварийно-допустимую величину, для исключения необходимости перехода на тупиковую схему питания ПС 110 кВ Ойсунгур и ПС 110 кВ Гудермес в нормальной схеме (отключение В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур) требуется к зимнему максимуму 2018 года выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.**

#### **4.3.1.6. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года**

Заключительный этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении летнего периода повышенных температур наружного воздуха ориентирован на проверку достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, и достаточности пропускной способности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия интенсивно растущего потребления Чеченской Республикой, связанного, в том числе с присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ НПЗ, ПС 110 кВ Черноречье, Курчалой-110 кВ).

Анализ электроэнергетического режима в нормальной схеме (РВ-ЛМ-2020-1) показывает, что нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 12 МВА – 9% от номинальной автотрансформаторной

мощности ПС, нагрузка ВЛ 110 кВ находится в границах длительно-допустимых значений. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 258 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 233 А, при длительно-допустимой токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 334 А. Наиболее загруженными ЛЭП от Грозненской ТЭС являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1 и 2 цепи, нагрузка по ним в нормальной схеме составляет 427 и 419 А соответственно. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 111-120 кВ.

В послеаварийном режиме отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (РВ-ЛМ-2020-5) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) (провод АС-185) составляет 510 А, при аварийно-допустимой токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 448 А. В послеаварийном режиме отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84 (РВ-ЛМ-2020-9)токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) составляет 587 А. В послеаварийном режиме отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец(Л-105)(РВ-ЛМ-2020-11)токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) составляет 609 А. **Для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС в данных режимах потребуется реконструкция ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) с заменой провода АС-185 на АС-240; реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) существующего оборудования с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А, реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) существующего оборудования с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А.**

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) (РВ-ЛМ - 2020-10) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) составляет 523 А, при аварийно-допустимой токовой нагрузке 500 А, обусловленной допустимыми параметрами оборудования яч. Л-105 на ПС 110 кВ ГРП-110 и ПС 110 кВ Горец. **Для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС в данном режиме потребуется реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) существующего оборудования с пропускной способностью менее 600 А на оборудование с номинальным током не менее 600 А; реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой существующего оборудования 110 кВ, находящегося в транзите ВЛ 110 кВ Горец – ГРП-110 (Л-105) и ВЛ 110 кВ Плиево – Горец, с пропускной способностью менее 600 А на оборудование с номинальным током не менее 600 А.**

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной

мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная.

**Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС не требуется.**

Послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ-2020-8) характеризуется возникновением перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 552 А. Как указывалось ранее, для обеспечения допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) потребуется отключение СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ. При этом расчеты показывают, что отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ (РВ-ЛМ-2020-8.1) приводит к перегрузу выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84, ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185), 607 А и 552 А соответственно, токовая нагрузка которых ограничена пропиской способностью провода ВЛ (АС-185). В послеаварийном режиме отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) (РВ-ЛМ -2020-11) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84 так же превышает аварийно – допустимую – 562 А. Так как токовая нагрузка транзита ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – №84 – Наурская в рассматриваемых режимах обусловлена исключительно генерацией Грозненской ТЭС, вопрос обеспечения допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84 – Наурская решается за счет монтажа устройств ПА на Грозненской ТЭС.

#### 4.2.1.7. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года

Заключительный этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении зимнего максимума нагрузок ориентирован на проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, достаточности пропускной способности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия интенсивно растущего потребления Республики, связанного, в том числе с присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ НПЗ, ПС 110 кВ Курчалой, ПС 110 кВ Черноречье).

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года, показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2020-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 37 МВА - 30% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 425 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 253 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) – 273 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А, ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) – 231 А, при ДД токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 500 А. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ, отходящими от Грозненской ТЭС, являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц – 474 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – 353 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц – 391 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 105-120 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, выполнены проверочные расчеты. Рассмотрены режимы:

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125);
- послеаварийный режим отключения АТ-1 ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Наурская – №84 (Л-185);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120);

- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 1ц;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 2ц.
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105);
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный (Л-115);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный (Л-114);
- послеаварийный режим отключения Г-3 Грозненской ТЭС.

**Анализ рассмотренных режимов показывает достаточность проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС. Дополнительных мероприятий для обеспечения выдачи мощности Грозненской ТЭС не требуется.**

Аналогично этапу прохождения зимнего максимума 2018 года, рассмотрены режимы работы восточной части Чеченской энергосистемы. Расчеты показывают, что при прохождении зимнего максимума нагрузки 2020 года, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (РВ-ЗМ-2020-10) приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) сверх аварийно-допустимой нагрузки, при этом напряжение на СШ 110 кВ СП 110 кВ Ойсунгур понижается ниже аварийно-допустимого уровня – 82 кВ. Обеспечение допустимых параметров в данном режиме обеспечивается за счет использования перегрузочной способности ТТ (600 А в нормальном режиме, 660 А на время послеаварийного режима) ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149), являющихся ограничивающими элементами данной ЛЭП для зимних температур наружного воздуха, и срабатыванием установленных устройств АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур. Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур (Л-128) с работой АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур (РВ-ЗМ-2020-10.1.) показывает, что для обеспечения напряжения на СШ 110 кВ Ойсунгур на уровне 90 кВ потребуется отключение не менее 15 МВт нагрузки на ПС 110 кВ Ойсунгур, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) будет составлять 553 А, что не превышает длительно- допустимое значение.

Отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЗМ-2020-11) приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийно – допустимого уровня – 604 А. Рассмотренные ранее мероприятия, по обеспечению допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (перевод нагрузки ПС 110 кВ Гудермес-Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки (РВ-ЗМ-2020-11.1) – не эффективны). Допустимый режим работы данного энергоузла обеспечивает превентивное размыкание сети 110 кВ следующим образом: поддержание нормального разрыва транзита ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес – Ойсунгур – Ярыксу путем отключения В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур. Данная схема существенно снижает надёжность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес.

**Таким образом, учитывая, что токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) превышает аварийно-допустимую величину, для исключения необходимости перехода на тупиковую схему питания ПС 110 кВ Ойсунгур и ПС 110 кВ Гудермес в нормальной схеме (отключение В-127, В-144 на ПС 110 кВ Ойсунгур) подтверждается необходимость выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.**

#### **4.3.1.8. Мероприятия по противоаварийной автоматике**

Присоединение к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы Грозненской ТЭС в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС предполагает совместное выполнение комплекса мероприятий по монтажу устройств релейной защиты, противоаварийной и сетевой автоматики, обеспечивающих статическую и динамическую устойчивость станции, допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования в сети 110 кВ в послеаварийных режимах, а так же обеспечивающие возможность замыкания в нормальной схеме транзитов 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая – Горячеисточненская – Гудермес-Тяговая и Грозненская ТЭС – Северная – Восточная – Грозный для выдачи мощности станции.

**Таким образом, на рассмотренном этапе развития энергосистемы Чеченской Республики к 2018 году должны быть выполнены технические решения по устройствам РЗА на объектах электроэнергетики в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС.**

#### **Устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).**

На момент выполнения данной работы в рамках реализации утвержденной «Программы оснащения объектов электросетевого хозяйства 35,110 кВ Чеченской Республики устройствами АЧР», устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) на энергообъектах 110, 35 кВ электросетевого комплекса Чеченской Республики установлены и введены в

работу на ПС 110 кВ Горец, ПС 110 кВ № 84, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ ГРП-110, ПС 110 кВ Консервная, ПС 110 кВ Холодильник, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Червленая, ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ АКХП, ПС 110 кВ Горячеисточненская, ПС 35 кВ Черноречье, ПС 35 кВ Западная.

В настоящий момент покрытие заданных Системным оператором объемов АЧР по территории Чеченской Республики осуществляется частично за счет отключения присоединений 6-35 кВ от вышеуказанных устройств АЧР, а частично за счет поддержания нормальных разрывов (В-146, ШСВ-110 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая) в сети 110 кВ АО «Чеченэнерго», обеспечивающих реализацию управляемого воздействия при срабатывании устройств АЧР на подстанциях Дагестанской энергосистемы, воздействующих на отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), что приводит к полному погашению Восточного энергорайона Чеченской энергосистемы.

На ПС 110 кВ Ойсунгур устройства АЧР смонтированы, однако не могут быть введены в комплексе с выводом АЧР на отключение ВЛ 110 кВ, отходящих со стороны энергосистемы Дагестана, из-за недостаточности объема заведенной под их воздействие нагрузки.

Для исключения излишнего погашения потребителей Чеченской энергосистемы при отключении от АЧР ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), выполнения задания Системного оператора по установкам, объемам и настройке устройств АЧР на территории Чеченской Республики **требуется выполнение всех мероприятий «Программы оснащения объектов электросетевого хозяйства 35,110 кВ Чеченской Республики устройствами АЧР», предусматривающей к 2016 году оснащение устройствами АЧР ПС 110 кВ Наурская, ПС 110 кВ Алпатово, к 2017 году – ПС 110 кВ Самашки, ПС 110 кВ Гудермес, Аргунской ТЭЦ.** После выполнения данных мероприятий устройства АЧР на подстанциях Дагестанской энергосистемы, воздействующие на отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) могут быть выведены.

#### **4.3.1.9 Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Чеченской энергосистемы**

Регулирование напряжения в сети 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики в период формирования программы в нормальных режимах обеспечивается в допустимых диапазонах посредством использования регулировочных возможностей РПН автотрансформаторов ПС 330 кВ Грозный, регулировочного диапазона по реактивной мощности генераторов Грозненской ТЭС, а также автотрансформаторов подстанций 330/110 кВ смежных энергосистем (ПС 330 кВ Моздок, ПС 330 кВ Владикавказ-500, ПС 330 кВ Артем, ПС 330 кВ Чирюрт).

Ввод в работу Грозненской ТЭС обеспечит снижение дефицита реактивной мощности в энергосистеме Чеченской Республики.

Монтаж дополнительных источников реактивной мощности в Чеченской энергосистеме на период формирования настоящей программы не требуется.

#### **4.3.1.10 Наличие отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети**

Анализ расчёта электроэнергетических режимов на период формирования программы в части возможности осуществления дополнительных технологических присоединений потребителей к электрическим сетям энергосистемы Чеченской Республики показывает следующее.

Уже к периоду зимнего максимума 2017 года послеаварийные режимы характеризуются перегрузом ВЛ 110 кВ и снижением уровней напряжения ниже допустимых значений, что не позволяет осуществлять дополнительное подключение потребителей в энергоузлы:

1. ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес – до реконструкции ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128).

2. ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Шали, Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, ПС 110 кВ АКХП – **на величину не более 15 МВт.**

Ввод в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме привязки к сети 110 кВ Чеченской Республики не снимает ограничения на технологическое присоединение потребителей в вышеуказанные центры питания.

#### **4.3.1.11 Рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования программы развития**

Анализ расчёта электроэнергетических режимов на период формирования Схемы и программы развития показывает, что с учетом строительства Грозненской ТЭС и выполнения мероприятия по замене провода на ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), по строительству транзита ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой – Аргунская ТЭЦ дополнительного строительства новых центров питания 330/110 кВ в энергосистеме Чеченской Республики в период 2016-2020 гг. по «реалистическому» варианту развития не требуется.

При невыполнении мероприятий по строительству ВЛ 110 кВ Сунжа – Северная и транзита ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой – Аргунская ТЭЦ рекомендуется к 2018 году ввод в работу Грозненской ТЭС.

#### 4.3.1.12 Анализ загрузки трансформаторов 110 кВ на энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики в период формирования Программы развития по «реалистическому» варианту

С учётом прироста нагрузки по «реалистическому» варианту развития энергосистемы Чеченской Республики, прогнозная нагрузка трансформаторов 110 кВ энергообъектов энергосистемы Чеченской Республики составит:

Центр питания	Установленная мощность, МВА, в 2016 году	Вероятная величина нагрузки в ЗМ-2020 г., МВт
Аргунская ТЭЦ	2x16	19,1
ПС 110 кВ Восточная	2x25	33,5
ПС 110 кВ ГРП-110	2x25, 2x2,5	43,8
ПС 110 кВ Консервная	2x16	17,6
ПС 110 кВ Ойсунгур	2x25, 16	59,9
ПС 110 кВ Северная	2x25	34,4
ПС 110 кВ Южная	2x16	25,5
ПС 110 кВ Самашки	2x16	28,7
ПС 110 кВ Ищерская	2x16	19,5
ПС 110 кВ Цемзавод	2x25	24,8
ПС 110 кВ Октябрьская	16	8,3
ПС 110 кВ №84	2x16	21,7
ПС 110 кВ Червлённая	2x6,3	7,5
ПС 110 кВ Шали	2x16	37,6
ПС 110 кВ Горячеисточненская	2x16	11,1
ПС 110 кВ Гудермес	2x16	42,7
ПС 110 кВ АКХП	2x10	7,5
ПС 110 кВ Горец	2x25	45
ПС 110 кВ Алпатово	6,3	1,1
ПС 110 кВ Наурская	2x16	19,7
ПС 110 кВ Шелковская	2x10	9,2
ПС 110 кВ Каргалиновская	10	3,2
ПС 110 кВ Гудермес-сити	2x25	8,2
ПС 110 кВ НПЗ	2x25	19,4
ПС 110 кВ Черноречье	2x16	6,5
ПС 110 кВ Курчалой	2x25	26,6

В соответствии с вышеуказанным анализом, для исключения недопустимых перегрузов трансформаторов 110 кВ в максимум ОЗП в нормальном режиме, а также в послеаварийном режиме отключения другого трансформатора энергообъекта с наибольшей установленной мощностью, рекомендуется увеличение трансформаторной мощности или выполнение

мероприятий в распределительных сетях по переводу нагрузок на энергообъекты, имеющие резервы (с учетом критерия «N-1») трансформаторной мощности, на следующих энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики: Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ ГРП-110, ПС 110 кВ Консервная, ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Самашки, ПС 110 кВ Ищерская, ПС 110 кВ №84, ПС 110 кВ Червленая, ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Горец, ПС 110 кВ Наурская.

Эффективным мероприятием по разгрузке трансформаторов ПС 110 кВ Ойсунгур является строительство ПС 110 кВ Курчалой и перевод части нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур на ПС 110 кВ Курчалой.

**Сводный перечень предлагаемых мероприятий по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики для ликвидации «узких мест» в «реалистическом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики приведён в Приложении 4 (Таблица 1.6.1).**

## Заключение

До строительства Грозненской ТЭС энергосистема Чеченской Республики является исключительно дефицитной по мощности. Строительство генерирующих мощностей Грозненской ТЭС практически полностью покрывает дефицит мощности и электроэнергии в Чеченской Республике, а так же снижает дефицит мощности в юго-восточной части ОЭС Юга.

Ввод Грозненской ТЭС обеспечит полное покрытие дефицита автотрансформаторной мощности на ПС 330 кВ Грозный и надежное электроснабжение потребителей Чеченской энергосистемы при потере питания ПС 330 кВ Грозный по сети 330 кВ.

Присоединение Грозненской ТЭС к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы предполагает выполнение комплекса мероприятий по строительству новых электросетевых объектов 110 кВ, обеспечивающих выдачу мощности ТЭС, монтажу устройств РЗА. Расчеты электроэнергетических режимов, выполненные в настоящей работе, подтверждают необходимость и достаточность проектных решений, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС.

В условиях растущего потребления энергосистемы Чеченской Республики, для обеспечения параметров электроэнергетического режима в рамках допустимых значений, обеспечения возможности по режимным условиям осуществления технологических присоединений новых потребителей, требуется выполнение ряда дополнительных мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства Чеченской Республики.

В первую очередь необходимо завершить строительство ПС-110 кВ «Гудермес-Сити» и «Черноречье», и начать строительство ПС-110 кВ «Курчалой-110».

Министерством промышленности и энергетики Чеченской Республики рассматриваются планы строительства в 2018 году первой очереди каскада гидроэлектростанций на реке Аргун установленной мощностью 72,6 МВт, в т.ч.:

- Чири-Юртская ГЭС – 27 МВт;
- Дуба-Юртская ГЭС – 40 МВт;
- ГЭС Промышленный канал – 5,6 МВт.

Год окончания строительства указан предварительно, в связи с чем, вводимые мощности не учтены в данной программе. Окончательные сроки строительства и ввода в эксплуатацию каскада гидроэлектростанций на реке Аргун будут определены после определения источника финансирования и проведения технико-экономического обоснования и изыскательских работ.

Согласно Стратегии социально-экономического развития Чеченской Республики до 2020 года в Программу модернизации электроэнергетики России на период до 2020 года в Подпрограмму «Развитие возобновляемых

источников энергии на период до 2020 года на территории Чеченской Республики» включены следующие проекты:

- Строительство ГеоТЭС Старогрозненская 1 в 2020 году. Установленная мощность 10 МВт;

- Строительство ГеоТЭС Старогрозненская 2 в 2020 году. Установленная мощность 10 МВт;

- Строительство ряда малых ГЭС на р. Аргун и Сунжа в 2020 году. Установленная мощность 15 МВт;

- Строительство солнечной электростанции в Шелковском районе в 2020 году. Установленная мощность 10 МВт;

- Установка детандер-генераторных установок на газораспределительных станциях (ГРС) в 2020 году с предполагаемой выработкой 11,3 МВт.

**Сводный перечень предлагаемых мероприятий по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики для ликвидации «узких мест» приведён в Приложении 4.**

### Список принятых сокращений

ВЛ – воздушная линия электропередачи  
КЗ – короткое замыкание  
ОАО – открытое акционерное общество  
ОРУ – открытое распределительное устройство  
ОЭС – объединенная энергетическая система  
ЕЭС – единая энергетическая система  
ПС – подстанция  
СКФО – Северокавказский федеральный округ  
ТЭС – теплоэлектростанция  
ТЭЦ - теплоэлектроцентраль  
ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы  
СиПР – схема и программа развития  
ВИЭ – возобновляемые источники энергии  
ИРМ – источник реактивной мощности  
МДП – максимально допустимый переток  
БМК – блочно-модульная котельная  
ОЗП – осенне-зимний период  
ГЭС – гидроэлектростанция  
МГЭС малая гидроэлектростанция  
ОПП – оптовые покупатели-продавцы электроэнергии  
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство  
МВА – мега вольт-ампер  
кВ – киловольт  
РДУ – региональное диспетчерское управление  
ГВО – график временного ограничения электроснабжения  
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод  
ЛЭП – линия электропередачи  
АЧР – устройства автоматической частотной разгрузки  
ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение  
РЗА – релейная защита и автоматика  
ПГУ – парогенераторная установка  
сш – сборка шин  
ДПМ – договор о предоставлении мощности  
ГТУ – газотурбинная установка  
ПТУ - паротурбинная установка

**РЗ и ПА – релейная защита и противоаварийная автоматика**

## Перечень нормативной и ссылочной документации

1. Правила устройства электроустановок, 7-ое издание.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. Приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229.
3. Основные требования ОАО «ФСК ЕЭС» к проектным организациям, утв. Первым Зам. Председателя Правления Чистяковым А.Н. 21 марта 2006г.
2. Общие технические требования к подстанциям 35-750 кВ нового поколения, утв. Зам. Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Васильевым В.А. 08.01.2004г.
3. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281.
5. Приказ Минпромэнерго России № 49 от 22.02.07г.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 277.
7. Стандарт «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 г. № 136.
8. Стандарт «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередач напряжением 35-750 кВ», утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 г. № 460.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 г. № 441.
10. СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология».

Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, подключаемым потребителям, а также прогнозы потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики, используемые в расчётной электрической модели

## 1. «Реалистический» вариант развития энергосистемы Чеченской Республики:

### 1.1. Потребление мощности (учтены присоединения, по которым заключены договора на ТП):

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЛМ	Потребление мощности, МВт	344	350	355	360	363	365
ЗМ		506	514	522	530	534	537

### 1.2. Генерация:

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЛМ	Выработка мощности, МВт	1,3	1,3	1,3	250,6	499,9	499,9
ЗМ		0	1,0	1,0	499,6	499,6	499,6

Станция	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт	
		Зимний мах	Летний мах
Кокадойская МГЭС (введена в 2015 году)	1,3	1,0	1,3
Грозненская ТЭС (ввод в 2018 году)	498,6	498,6	498,6
<b>ВСЕГО:</b>	499,9	499,6	499,9

## 1.3. Объекты ввода (реконструкции):

<i>Ввода объектов генерации:</i>				
Наименование станции	Уст. Мощность, МВт	Год ввода	Источник информации	Примечание
Грозненская ТЭС ПГУ-2	249,3	июль 2018	СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы / ДПМ / ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Новое строительство. Согласно СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы и ДПМ: 360 МВт (2x180 МВт). Согласно СВМ и ТУ: 2x249,3 МВт.
Грозненская ТЭС ПГУ-1	249,3	декабрь 2018		

<i>Ввода ПС 110 кВ и выше, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:</i>					
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источник(и) информации	Примечание
Грозненская ТЭС	40	1	2017	ДПМ / ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» (присоединение 17,37 МВт мощности)	РУ-110 Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд 110/6-6 кВ для ПНР энергоблоков Грозненской ТЭС.
Грозненская ТЭС	200	1	июль 2018	ДПМ / ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Новое строительство. Блочные трансформаторы для подключения генераторов ПГУ-2 ТЭС
Грозненская ТЭС	125	1	июль 2018		
Грозненская ТЭС	200	1	декабрь 2018	ДПМ / ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Новое строительство. Блочные трансформаторы для подключения генераторов ПГУ-1 ТЭС
Грозненская ТЭС	125	1	декабрь 2018		
ПС 110 кВ НПЗ	25	2	2019	ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011 / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике – (мощностью 19,4 МВт)	Новое строительство с подключением отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137), с восстановлением участка ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Грозный до места

					присоединения к существующей ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137)
ПС 110кВ Гудермес-Сити	25	2	2016-2017	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы / ТУ №406р от 15.08.2014 на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» (мощностью 8,14 МВт)	Новое строительство с заходами ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126) и Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142) с образованием 4-х новых ВЛ 110 кВ.
ПС 110 кВ Черноречье	16	2	2016-2017	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы /ТУ № 503р от 25.08.2015 на ТП Цветомузыкального фонтана в г. Грозный ООО «ИнкомАльянс» (мощностью 6,5 МВт)	Новое строительство со строительством ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и отпайкой от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137).
ПС 110 кВ Курчалой	25	2	2016-2017	«Комплексная программа развития электрических сетей Чеченской Республики на период 2016-2020 годов», согласована с ПАО «Россети» и Минэнерго России / ПД по титулу «Строительство ПС 110\35\10 кВ Курчалой со строительством ВЛ 110 кВ»	Новое строительство со строительством ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой и ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой (с переводом нагрузок суммарной мощностью 26,6 МВт с ПС 110 кВ Ойсунгур).

**Ввода ЛЭП 110 кВ и выше:**

Наименование ЛЭП	Ном. U	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источник(и) информации	Примечание
Отпайка на новую ПС 110 кВ НПЗ от ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 (Л-136)	110	4 (отпайка)	АС-150	2019	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы / ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011 / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике (мощностью 19,4 МВт)	Новое строительство.
Отпайка на новую ПС 110 кВ НПЗ от ВЛ 110	110	4 (отпайка)	АС-150	2019	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы / ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011 / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода	Новое строительство.

кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137)					г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике – (мощностью 19,4 МВт)	
Участок ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Грозный до отпайки ВЛ 110 кВ Л-137 на ПС Октябрьская	110	6	АС-150	2019	ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011 / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике – (мощностью 19,4 МВт)	Восстановление участка ВЛ.
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая (1 ц.)	110	4,72 (0,15 заход)	АС-120 (заход АС-185)	2017	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы / ТУ №406р от 15.08.2014 на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» - (мощностью 8,14 МВт)	Заходы ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126) на новую ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух новых ВЛ.
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	110	6,08 (0,15 заход)	АС-120 (заход АС-185)	2017		
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая (2 ц.)	110	4,72 (0,15 заход)	АС-120 (заход АС-185)	2017	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы / ТУ №406р от 15.08.2014 на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» (мощностью 8,14 МВт)	Заходы ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142) на новую ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух новых ВЛ.
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ	110	18,48 (0,15 заход)	АС-120 (заход АС-185)	2017		
Отпайки на ПС 110 кВ Черноречье от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137)	110	3,19	АС-150	2017	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2020 годы /ТУ № 503р от 25.08.2015 на ТП Цветомузыкального фонтана в г.Грозный ООО «ИнкомАльянс» (мощностью 6,5 МВт)	Новое строительство.
Отпайка от ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) с заходом на РУ-110 кВ Грозненской ТЭС	110	0,5	АС-240	2017	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго»	Для питания РУ-110 Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд
Отпайка от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) с заходом на РУ-	110	0,5	АС-185	2017	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго»	Для питания РУ-110 Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд

110 кВ Грозненской ТЭС						
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный	110	26,9 0,5 (заход)	АС-185	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство захода в ОРУ-110 кВ ГТЭС ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110)
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная	110	0,5 (заход) 8,4	АС-240 АС-185	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство захода в ОРУ-110 кВ ГТЭС ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 (Л-109)
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	110	15,6 3 (заход)	АС-185	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство захода в ОРУ-110 кВ ГТЭС ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182)
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	110	5,3	АС-300	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство новой ВЛ.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	110	5,3	АС-300	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство новой ВЛ.
ВЛ 110 кВ Плиево – Горец	110	60	АС-185	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство новой ВЛ.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь	110	2x9,6 - старые участки, 2x8 – вновь вводимые участки	АС-185	декабрь 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ОРУ-110 кВ ГТЭС с присоединением к ВЛ 110 кВ Грозный – Южная I цепь (Л-114) и ВЛ 110 кВ Грозный – Южная II цепь (Л-115) с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	110	75	АС-240	декабрь 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство новой ВЛ.

ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110	110	29,7	АС-240	декабрь 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Реконструкция ВЛ с заменой провода АС-185 на АС-240
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная	110	8,4	АС-240	декабрь 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / проект СВМ Грозненской ТЭС	Реконструкция ВЛ на участке от захода на ОРУ-110 кВ ГТЭС до ПС 110 кВ Северная с заменой провода АС-150 на АС-240
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой	110	25	АС-185	2017	«Комплексная программа развития электрических сетей Чеченской Республики на период 2016-2020 годов», согласована с ПАО «Россети» и Минэнерго России / ПД по титулу «Строительство ПС 110\35\10 кВ Курчалой со строительством ВЛ 110 кВ»	Новое строительство.
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой	110	35	АС-185	2017		

#### 1.4. Наличие в расчётной модели объектов ввода (реконструкции):

Объект ввода (реконструкции)	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	ЛМ	ЗМ										
<i>Электросетевые объекты:</i>												
ПС 110 кВ Гудермес-Сити с заходами ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126) и ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142).	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
ПС 110 кВ Черноречье (с отпайками от ВЛ 110 кВ Л-136, Л-137)	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
ПС 110 кВ Курчалой	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
ПС 110 кВ НПЗ с отпайками от ВЛ 110 кВ Л-136 и Л-137, с восстановленным участком ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Грозный до отпайки ВЛ 110 кВ Л-137 на ПС Октябрьская	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
РУ-110 Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд 40 МВА	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-

Объект ввода (реконструкции)	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	ЛМ	ЗМ										
(отпайками от ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109), ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)) – присоединенная мощность 17,37 МВт												
Грозненская ТЭС, 200 МВА + 125 МВА (ПГУ-2)	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный (строительство захода в ОРУ-110 кВ ГТЭС ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-110))	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная (строительство захода в ОРУ-110 кВ ГТЭС ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 (Л-109))	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84 (строительство захода в ОРУ-110 кВ ГТЭС ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182))	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Плиево – Горец	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Грозненская ТЭС, 200 МВА + 125 МВА (ПГУ-1)	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь (строительство двух ВЛ 110 кВ от ОРУ-110 кВ ГТЭС с присоединением к ВЛ 110 кВ Грозный	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+

Объект (реконструкции)	ввода	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
		ЛМ	ЗМ										
– Южная I цепь (Л-114) и ВЛ 110 кВ Грозный – Южная II цепь (Л-115))													
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево		-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (реконструкция)		-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная (реконструкция)		-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-
<b>Объекты генерации:</b>													
Грозненская ТЭС ПГУ-2 (249,3 МВт)		-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+
Грозненская ТЭС ПГУ-1 (249,3 МВт)		-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+

**1.5. Нагрузки присоединяемых потребителей, по которым заключены договора на ТП, учтенные в прогнозе потребления «реалистического» варианта развития:**

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Схемы подключения	Примечание
1.	ОКС СКРК ВВ МВД России	Военный городок батальона «Юг»	1,133	2015	ПС 110 кВ Шали (ПС 35/10 кВ Ведено)	ДТП №298/2009 от 15.07.2009
2.	ФГКУ «Пограничное управление ФСБ РФ по ЧР»	Отдел «Бечик» и 6 общежитий квартирного типа в н.п. Тухорой, Итум-Калинский район	1,1	2015	ПС 110 кВ Цемзавод (новая ПС 35 кВ с ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Итум-Кале)	ДТП №169/2015 от 01.06.2015
3.	Региональный общественный фонд им. А. Кадырова.	Котельная «Дом приемов», г. Грозный	0,8	2015	ПС 110 кВ Южная	ДТП №488/2014 от 24.11.2014
4.	ЗАО «Служба доставки»	Служба доставки, г. Грозный	0,75	2015	ПС 110 кВ Консервная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП №92/2015 от 05.05.2015

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Схемы подключения	Примечание
5.	ГБУ ЧР «Спортивный комплекс имени С.Г. Билимханова»	Спортивная арена «Колизей», г. Грозный	2,16	2015	ПС 110 кВ Северная	ДТП №483/2014 от 18.11.2014
6.	ООО «Центрэнергоинвест»	Строительная площадка Грозненской ТЭС	2,6	2015	ПС 110 кВ ГРП-110	ДТП №70/2015 от 06.04.2015
7.	ООО «Многофункциональный комплекс «Ахмат Тауэр»	Строительство Многофункционального комплекса «Ахмат Тауэр», г. Грозный	3,0	2015	ПС 110 кВ Южная	ДТП №№490/2014 от 26.11.2014
8.	ФГБОУ «Чеченский государственный университет»	Общежитие	1,214	2015	ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 85/2015 от 28.04.2015
9.	КПЧР «Дирекция по строительно-восстановительным работам в Чеченской Республике»	Жилой комплекс	1,02	2015	ПС 110 кВ Холодильник, ПС 110 кВ Северная	ДТП №155/2015 от 27.05.2015
10.	ООО «Беркат»	РТЦ Беркат	0,8	2015	ПС 110 кВ Северная	ДТП № 60/2015 от 25.03.2015
11.	ООО «Родина»	Тепличный комплекс	0,8	2015	ПС 110 кВ Консервная (ПС 35 кВ Аэропорт)	ДТП от 28.04.2015
12.	ООО ИК «Межрегиональный «ИнТехЦентр»	Межрегиональный «Инновационный Техно-внедренческий Центр» г. Грозный	0,9	2016	ПС 110 кВ № 84	ДТП № 364/2012 от 16.11.2012
13.	ООО «Бизнес-сервис»	Поселок коттеджного типа в г. Грозный, Ленинский район	4,91	2016	ПС 110 кВ Консервная	ДТП №365/2012 от 16.11.2012
14.	ОАО «Чеченагрохолдинг»	Насосные станции для орошения земель в Шелковском и Наурском районах ЧР	2,82	2016	ПС 110 кВ Червленая	ДТП 292/2012-НЭ от 06.09.2012

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Схемы подключения	Примечание
15.	ЗАО «Инновационный строительный технопарк Казбек»	Заводской комплекс по изготовлению изделий из газобетона, фиброцементных листов, извести и сухих отделочных смесей в п. Чир-Юрт Шалинского района	4,45	2017	ПС 110 кВЦемзавод	ДТП №210/2011-НЭ от 30.05.2011
16.	ООО «Чеченские минеральные воды»	Завод по розливу натуральных соков, воды и лимонада, с. Серноводское Сунженского района	4,5	2017	ПС 110 кВ Самашки	ДТП №32/2015 от 04.02.2015
17.	Филиал НК «Роснефть» на территории Чеченской Республики	Нефтеперерабатывающий завод г. Грозный	19,4	2019	Новая ПС 110 кВ НПЗ (отпайками от ВЛ 110 кВ Л-136 и Л-137)	ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011 / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015

## Приложение 2

### Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, прогнозы потребления мощности энергосистем субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа

#### 1. Потребление мощности.

##### 1.1. Зимний максимум нагрузок:

Субъект РФ	Прогноз, МВт					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ставропольский край	1 672	1 677	1 687	1 689	1 701	1 718
Карачаево-Черкесская Республика	224	225	225	226	226	227
Кабардино-Балкарская Республика	310	311	312	313	314	315
Республика Северная Осетия - Алания	413	422	432	443	454	460
Республика Ингушетия	145	147	150	154	158	161

Республика Дагестан	1 213	1 230	1 251	1 271	1 290	1 299
---------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

### 1.2. Летний максимум нагрузок:

Субъект РФ	Прогноз, МВт					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ставропольский край	1 187	1 191	1 198	1 199	1 208	1 220
Карачаево-Черкесская Республика	161	162	162	163	163	163
Кабардино-Балкарская Республика	208	208	209	210	210	211
Республика Северная Осетия - Алания	273	279	285	292	300	304
Республика Ингушетия	97	98	101	103	106	108
Республика Дагестан	752	763	776	788	800	805

### 2. Объекты перспективного строительства (реконструкции):

Ставропольский край				
<i>Ввода объектов генерации:</i>				
Барсучковская МГЭС	5,01	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
МГЭС Егорлыкская-3	3,5	2016	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
МГЭС Ставропольская	1,9	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
МГЭС Бекешевская	1	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
МГЭС Сенгилеевская-2	9,9	2018	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
Солнечная электростанция «Александровская»	15	2016	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
Старомарьевская солнечная электростанция	50+25 (3 с.а.)	2017, 2018	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство

Насосная ГАЭС (увеличение мощности 1-3 г/а, 4-6 г/а)	18,3 <i>(существующая 15,9)</i>	2019	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Модернизация шести г/а 1 в 2016 г., г/а 2, 3, 4 в 2017 г., г/а 5 и 6 в 2018 г.
Сенгилеевская ГЭС ККГЭС (увеличение мощности 1 г/а, 3 г/а)	18 <i>(существующая 15)</i>	2018	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Модернизация двух г/а
ГЭС-2 ККГЭС (увеличение мощности 1 г/а)	186 <i>(существующая 184)</i>	2019	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Модернизация одного г/а

**Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:**

Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации	Примечание
ПС 500 кВ Невинномысск	125	2	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Реконструкция для обеспечения технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Невинномысск
ПС 330 кВ Ильенко	125	1	2016	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство (ввод АТ-2)
ПС 330 кВ Машук	80	2	2018	ИП ФСК на 2016 - 2020 годы	Увеличение трансформаторной мощности 110/35/10 кВ (2*80 МВА вместо 2*40 МВА) ПС 330 кВ Машук для ТП ОАО «МРСК СК», договор ТП №346/ТП-М5 от 23.08.13
ПС 110 кВ Печная	63	2	2016	ТУ на ТП РИТ парка в г. Невинномысске от 03.10.2012 ДТП от 20.05.2013 договор №3 / ТУ от 11.06.2013 (изм. 20.03.2014) ДТП №70 от 20.09.2013	Новое строительство (с ВЛ к ПС 110 кВ Рит-парк)
ПС 110 кВ Бештау	16	2	2020	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг. / ДТП №260/2012 от 22.08.2012	Новое строительство (с заходами ВЛ 110 кВ Машук – Ессентуки-2 (Л-10) и ВЛ 110 кВ Машук – ГНС (Л-190))

ПС 110 кВ Михайловск	25	2	2020	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг.	Новое строительство (с заходами ВЛ 110 кВ Ставрополь - Северная (Л-141))
ПС 110 кВ НПС Трудовая	16	2	2017	ТУ на ТП от 18.06.2013 ДТП №345/ТП-М5 / Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Моздок и ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Прохладная-2 для присоединения ПС 110 кВ ОАО «Черномортранснефть» в 2017 году по ИП на ФСК 2016 - 2020 годы.	Новое строительство (с ВЛ к ПС 330 кВ Моздок и ПС 330 кВ Прохладная-2)
ПС 110 кВ Автозавод	16	2	2016	ТУ от 03.12.2013 ДТП №104/2014 от 04.03.2014	Новое строительство (с заходами ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Радиозавод (Л-20))
ПС 110 кВ Интер-Юг	40	2	2016	ТУ от 10.11.2014 ДТП №455/ТП-М5 от 22.06.2015	Новое строительство (с ВЛ к ПС 330 кВ Ставрополь)
РУ-110 кВ Старомарьевской СЭС	80	2	2017	СВМ Старомарьевской солнечной электростанции / ТУ на ТП	Новое строительство
<b>Ввода ЛЭП:</b>					

Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания (Моздок)	500	265	3*АС-300	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство.
ВЛ 110 кВ Ильенко – Ессентуки-2	110	35	АС-240	2020	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг. / ПД по титулу «ПС 330 кВ Кисловодск с заходами ВЛ 330 кВ»	Новое строительство
ВЛ 110 кВ РИТ-парк – Печная	110	2x0,8	АС-300	2016	ТУ на ТП РИТ парка в г. Невинномысске от 03.10.2012 ДТП от 20.05.2013 договор №3 / ТУ от 11.06.2013 (изм. 20.03.2014) ДТП №70 от 20.09.2013 /	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Машук – Бештау (1ц)	110	7,3	АС-185	2020	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг. / ДТП №260/2012 от 22.08.2012	Заход ВЛ 110 кВ Машук – Ессентуки-2 (Л-10) на ПС 110 кВ Бештау с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Бештау – Ессентуки-2	110	11	АС-185	2020		

ВЛ 110 кВ Машук – Бештау (2ц)	110	7,8	АС-240	2020	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг. / ДТП №260/2012 от 22.08.2012	Заход ВЛ 110 кВ Машук – ГНС (Л-190) на ПС 110 кВ Бештау с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Бештау – ГНС	110	13	АС-240	2020		
ВЛ 110 кВ Ставрополь – Михайловск	110	20 (заход 13)	АС-185	2020	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг.	Заход ВЛ 110 кВ Ставрополь - Северная (Л-141) на ПС 110 кВ Михайловск с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Михайловск – Северная	110	20,1 (заход 13)	АС-185	2020		
ВЛ 110 кВ Моздок - НПС Трудовая	110	19	АС-120	2017	ТУ на ТП от 18.06.2013 ДТП №345/ТП-М5 / (Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Моздок и ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Прохладная-2 для присоединения ПС 110 кВ ОАО «Черномортранснефть» в 2017 году по ИП ФСК на 2016 - 2020 годы)	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 - НПС Трудовая	110	46	АС-120	2017		
ВЛ 110 кВ Промкомплекс - Автозавод	110	13,04	АС-150	2016	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг. / ТУ от 03.12.2013 ДТП №104/2014 от 04.03.2014	Заход ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Радиозавод (Л-20) на ПС 110 кВ Автозавод с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Автозавод - Радиозавод	110	13	АС-150	2016		
ВЛ 110 кВ Ставрополь - Интер-Юг	110	по проекту	по проекту	2016	ТУ от 10.11.2014 ДТП №455/ТП-М5 от 22.06.2015	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС - Ставрополь (две цепи)	110	1,5	АС-240	2017	СВМ Старомарьевской солнечной электростанции / ТУ на ТП	Новое строительство

### Карачаево-Черкесская Республика

#### *Ввода объектов генерации:*

Наименование станции	Уст. мощность, МВт	Год ввода	Источники информации	Примечание
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС	140 (160 ГАЭС)	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
МГЭС Б. Зеленчук	1,2	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство

Усть-Джегутинская МГЭС	5,01	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.			Новое строительство
<b>Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:</b>						
<b>Наименование ПС</b>	<b>Мощность, МВА</b>	<b>Кол-во тр-ров</b>	<b>Год ввода</b>	<b>Источники информации</b>		<b>Примечание</b>
РУ-330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС	200	1	2015	СВМ Зеленчукской ГЭС-ГАЭС		Новое строительство. Блочный Т
РУ-330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (АТ)	200	1	2015	СВМ Зеленчукской ГЭС-ГАЭС		Новое строительство. АТ
<b>Ввода ЛЭП:</b>						
<b>Наименование ЛЭП</b>	<b>Ном. U, кВ</b>	<b>Протяженность, км</b>	<b>Марка и сечение провода /кабеля</b>	<b>Год ввода</b>	<b>Источники информации</b>	<b>Примечание</b>
ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС – Черкесск	330	45	2*АС-300	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство Выдача мощности и заряд Зеленчукской ГАЭС
ВЛ 110 кВ Черкесск – Зеленчук	110	58,3	АС-150	2015	ИП МРСК СК на 2015-2020 гг.	Заход ВЛ 110 кВ Черкесск - Академическая (Л-221) на ПС 110 кВ Зеленчук с образованием 2-х ВЛ
ВЛ 110 кВ Черкесск – Зеленчук	110	33,2	АС-150	2015		
<b>Кабардино-Балкарская Республика</b>						
<b>Ввода объектов генерации:</b>						
<b>Наименование станции</b>	<b>Уст.мощность, МВт</b>	<b>Год ввода</b>	<b>Источники информации</b>			<b>Примечание</b>
Зарагижская МГЭС	30,6	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.			Новое строительство
<b>Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:</b>						
<b>Наименование ПС</b>	<b>Мощность, МВА</b>	<b>Кол-во тр-ров</b>	<b>Год ввода</b>	<b>Источники информации</b>		<b>Примечание</b>
РУ-110 кВ Зарагижская МГЭС	25	2	2015	СВМ Зарагижской МГЭС / ТУ на ТП от 13.09.2013 с изм. ДТТ №762/2013 от 08.10.2013		Новое строительство

ПС 330 кВ Прохладная-2	200	2	2020	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Взамен 2х125 МВА
ПС 110 кВ Этана	16	2	2017	ТУ от 26.03.2012, ДТП № 233/2012 от 16.07.2012	Новое строительство (с ВЛ отпайками от ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская (Л-85) и ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская (Л-186))
ПС 110 кВ Каббалгипс	10	1	2015	ТУ на ТП от 16.06.2011, ДТП № 528/2011 от 16.09.2011	Новое строительство (с ВЛ отпайкой от ВЛ 110 кВ Баксан-330 – ЦРУ (Л-174))
ПС 110 кВ Восточная (г. Нальчик)	25	2	2015	ТУ от 16.12.2010 ДТП №508/2011 от 26.08.2011	Новое строительство с подключением в рассечку ВЛ 110 кВ Дубки – Искож(Л-101) по схеме «заход-выход»

**Ввода ЛЭП:**

Наименование ЛЭП	Ном. У, кВ	Протяжен- ность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 330 кВ Алания (Моздок) – Прохладная-2	330	63,7	2*АС-300	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг./ ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск-Моздок с ПС 500 кВ Моздок»	Заходы ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок на ПС 500 кВ Алания (Моздок) с образованием 2-х новых ВЛ 330 кВ
ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Трудовая	110	46	АС-120	2017	ТУ на ТП от 18.06.2013ДТП №345/ТП-М5 / Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Прохладная-2 для присоединения ПС 110 кВ ОАО «Черномортранснефть» в 2017 году по ИП ФСК на 2016 - 2020 годы	Новое строительство. Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ Трудовая в Ставропольском крае)
ВЛ 110 кВ Зарагижская МГЭС– Кашхатау	110	11,4	АС-185	2015	СВМ Зарагижской МГЭС / ТУ на ТП от 13.09.2013 с изм. ДТП №762/2013 от 08.10.2013	Заходы ВЛ 110 кВ Кашхатау – Псыгансу (Л-191) на Зарагижскую

ВЛ 110 кВ Зарагужская МГЭС – Псыгансу	110	7,5	АС-185	2015		МГЭС с образованием 2- х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Восточная – Дубки	110	2,6	АС-120	2015	ТУ от 16.12.2010, ДТП №508/2011 от 26.08.2011	Заход ВЛ 110 кВ Дубки – Искож (Л-101) на ПС 110 кВ Восточная с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Восточная – Искож	110	4,3	АС-120	2015		

### Республика Северная Осетия-Алания

#### *Ввода объектов генерации:*

Наименование станции	Уст.мощность, МВт	Год ввода	Источники информации		Примечание
Газогенераторный комплекс в г. Владикавказ	6,0	2017	ТУ на ТП от 02.04.2013 ДТП №244/2013 от 13.05.2013		

#### *Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:*

Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации		Примечание
ПС 500 кВ Алания (Моздок)	501 (668)	1	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.		Новое строительство
ПС 110 кВ Северный Портал	10	2	2016	ИП ФСК на 2016 - 2020 годы		Комплексная реконструкция с установкой Т-2 + замена Т-1 -6,3 МВА на новый
ПС 110 кВ Парковая	25	2	2019	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг.		Новое строительство. (с заходами ВЛ 110 кВ Ю- Западная – Янтарь (Л-27))
ПС 110 кВ Мамисон	25	2	2016	ТУ от 09.10.2015 ДТП № 500/2009 от 05.11.2009		Новое строительство (с 2-х цепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ Зарамаг)

#### *Ввода ЛЭП:*

Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяжен- ность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации		Примечание
------------------	------------------	------------------------	------------------------------------------	--------------	----------------------	--	------------

ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания (Моздок)	500	265	3*АС-300	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство.
ВЛ 330 кВ Алания (Моздок) – Артём	330	272,5	2*АС-300	2017	ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск-Моздок с ПС 500 кВ Моздок»	Заходы ВЛ 330 кВ Моздок – Артем на ПС 500 кВ Алания (Моздок) с образованием 2-х новых ВЛ 330 кВ
ВЛ 330 кВ Алания(Моздок) – Моздок (1ц)	330	2,5	2*АС-300	2017		
ВЛ 330 кВ Алания (Моздок) – Прохладная-2	330	63,7	2*АС-300	2017	ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск-Моздок с ПС 500 кВ Моздок»	Заходы ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок на ПС 500 кВ Алания (Моздок) с образованием 2-х новых ВЛ 330 кВ
ВЛ 330 кВ Алания (Моздок) – Моздок (2ц)	330	5	2*АС-300	2017		
ВЛ 110 кВ Зарамаг – Мамисон (1 и 2 ц.)	110	2x10,5	АС- 150/24	2016	ТУ от 09.10.2015 ДТП № 500/2009 от 05.11.2009	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Назрань-2 (1 и 2 ц.)	110	2x20	АСК- 240/32	2015	ТУ на ТП к сетям ФСК от 15.06.2011 (изм 25.09.2012) ДТТ №248/ТП-М5	Новое строительство. Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ Назрань-2 в РИ
ВЛ 110 кВ Моздок - НПС Трудовая	110	19	АС-120	2017	ТУ на ТП от 18.06.2013 ДТТ №345/ТП-М5 / Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Моздок для присоединения ПС 110 кВ ОАО «Черномортранснефть» в 2017 году по ИП ФСК на 2016 - 2020 годы	Новое строительство. (Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ Трудовая в Ставропольском крае)
ВЛ 110 кВ Юго- Западная – Парковая	110	10,5 (заход 0,35)	АС-120	2019	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг.	Заходы ВЛ 110 кВ Ю- Западная – Янтарь (Л-27) на ПС 110 кВ Парковая с образованием 2-х ВЛ
ВЛ 110 кВ Парковая– Янтарь	110	13,5 (заход 0,35)	АС-120	2019		
ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предместная	110	25	АС-120	2017	ТУ от 07.11.2014 с изм. ДТТ от 28.07.2015	Новое строительство (от новой ПС 110 кВ Вознесенская-3 в Республике Ингушетия)
<b>Ввода ИРМ/ШР:</b>						
<b>Наименование объекта</b>	<b>Ном. U, кВ</b>	<b>Q (Уном), МВАр</b>	<b>Год ввода</b>	<b>Источники информации</b>		<b>Примечание</b>

ПС 500 кВ Алания (Моздок)	500	180	2017	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	УШР по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок»
<b>Республика Ингушетия</b>					
<i>Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:</i>					
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации	Примечание
ПС 110 кВ ПлиевоNew	40	1	2019	ИП МРСК СК на 2016-2020 гг.	По существующей схеме привязки ПС 110 кВ Плиево к сети 110 кВ
ПС 110 кВ Назрань-2	25	2	2015	ТУ на ТП к сетям ФСК от 15.06.2011 (изм 25.09.2012) ДТП №248/ТП-М5	Новое строительство (с ВЛ к ПС 330 кВ Владикавказ-2))
ПС 110 кВ Вознесенская-3	16	2	2015	ТУ от 07.11.2014 с изм. ДТП от 28.07.2015	Новое строительство (с ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ Вознесенская-2, к новой ПС 110 кВ Малгобек-3, к ПС 110 кВ Предмостная)
ПС 110 кВ Малгобек-3	16	2	2015	ТУ от 07.11.2014 с изм. ДТП от 28.07.2015	Новое строительство (с ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ Вознесенская-2 и к новой ПС 110 кВ Вознесенская-3)
ПС 110 кВ Али-Юрт	16	2	2015	ТУ от 28.10.2014 ДТП от 11.11.2014	Новое строительство (с ВЛ к ПС 110 кВ Магас)
ПС 110 кВ Галашки	16	2	2015	ТУ от 14.10.2014 ДТП от 06.11.2014	Новое строительство (с ВЛ к новой ПС 110 кВ Али-Юрт)
ПС 110 кВ Аби-Гув	16	2	2015	ТУ от 05.12.2014 ДТП	Новое строительство (с ВЛ к ПС 110 кВ Магас)
<i>Ввода ЛЭП:</i>					

Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность, км	Марка и сечение провода/кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Назрань-2 (1 и 2 ц.)	110	2x20	АСК- 240/32	2015	ТУ на ТП к сетям ФСК от 15.06.2011 (изм 25.09.2012) ДТП №248/ТП-М5	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Плиево – Горец	110	60	АС-185	июль 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство новой ВЛ.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	110	75	АС-240	декабрь 2018	ТУ №496р от 30.11.2015 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» / СВМ Грозненской ТЭС	Строительство новой ВЛ.
ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 – Вознесеновская-3	110	6,4	АС-120	2015	ТУ от 07.11.2014 с изм. от 01.06.2015 ДТП от 28.07.2015	Строительство новой ВЛ
ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Малгобек-3	110	15,6	АС-120	2015	ТУ от 07.11.2014 с изм. от 01.06.2015 ДТП от 28.07.2015	Строительство новой ВЛ
ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 – Малгобек-3	110	9,2	АС-120	2015	ТУ от 07.11.2014 с изм. от 01.06.2015 ДТП от 28.07.2015	Строительство новой ВЛ
ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная	110	25	АС-120	2017	ТУ от 07.11.2014 с изм. от 01.06.2015 ДТП от 28.07.2015	Строительство новой ВЛ
ВЛ 110 кВ Магас – Али-Юрт	110	4,5	АС-120	2015	ТУ от 28.10.2014 ДТП от 11.11.2014	Строительство новой ВЛ
ВЛ 110 кВ Али-Юрт – Галашки	110	28	АС-120	2015	ТУ от 14.10.2014 ДТП от 06.11.2014	Строительство новой ВЛ
ВЛ 110 кВ Магас – Аби-Гув	110	4,5	АС-120	2015	ТУ от 05.12.2014 ДТП	Строительство новой ВЛ
<b>Республика Дагестан</b>						
<i>Ввода объектов генерации:</i>						
Наименование станции	Уст.мощность, МВт	Год ввода	Источники информации			Примечание
Гоцатлинская ГЭС	100	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.			Новое строительство

СЭС «Каспийская»	5 (с.а.)	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.		Новое строительство	
СЭС «Хунзах-1»	5 (с.а.)	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.		Новое строительство	
<b>Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:</b>						
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации	Примечание	
ПС 330 кВ Махачкала	200	1	2015	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Замена АТ-1 125 МВА на 200 МВА	
ПС 330 кВ Артём	125	1	2018	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Установка АТ-2	
<b>Ввода ЛЭП:</b>						
Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность	Марка и сечение провода/кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	330	175	АС-300	2018	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2015-2021 гг.	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская	110	0,5	АС-240	2015	СВМ Гоцатлинской ГЭС	Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ Гоцатлинская от ВЛ 110 Гергебиль – Хунзах с отпайкой на ПС 110 кВ Гоцатлинская и строительство новой ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская
ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах	110	17,26	АС-240	2015	СВМ Гоцатлинской ГЭС	Заходы ВЛ 110 кВ Гергебиль – Хунзах на Гоцатлинскую ГЭС с образованием 2-х ВЛ
ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гергебиль	110	15,36	АС-240	2015		

Приложение 3

Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше

## энергосистемы Чеченской Республики по состоянию на 1.03.2015 г.

### Допустимые токовые нагрузки автотрансформаторов 330/110 кВ

В нормальной (ремонтной схеме):

Таблица 3.1

Подстанции	Дисп. наимен. АТ	Мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная токовая нагрузка, А				Величина круглосуточной нагрузки(перегрузки) при температуре наружного воздуха(кратность от номинальной величины)								
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	Общая обмотка	- 25 °С	- 20 °С	- 10 °С	0 °С	10 °С	20 °С	25 °С	30 °С	40 °С
ПС 330 кВ Грозный	АТ-1	125	330	115	10,5	219	628	3305	520	1,2	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,95	0,91	0,82
	АТ-2	125	330	115	10,5	219	628	3305	520	1,2	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,95	0,91	0,82
	АТ-3	125	330	115	10,5	219	628	2749	520	1,2	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,95	0,91	0,82

В послеаварийном режиме:

3.2

Таблица

№	Наименование ПС	Диспетчерское наименование АТ	Номинальная мощность, МВА	Год выпуска	Система охлаждения <sup>2</sup>	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная токовая нагрузка, А			Длительность перегрузки, час	Величина аварийной перегрузки при температуре охлаждающей среды							
						ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		- 25°С	- 20°С	- 10°С	0°С	10°С	20°С	30°С	40°С
33	ПС 330 кВ Грозный	АТ-1	125	2005	ДЦ	330	115	10,5	219	628	2749	20 сек.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	
												1 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
												5 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
												10 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,50	1,50	1,50	1,50
												20 мин.	1,60	1,60	1,50	1,50	1,40	1,35	1,30	

№	Наименование ПС	Диспетчерское наименование АТ	Номинальная мощность, МВА	Год выпуска	Система охлаждения <sup>2</sup>	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная токовая нагрузка, А			Длительность перегрузки, час	Величина аварийной перегрузки при температуре охлаждающей среды							
						ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		-25°С	-20°С	-10°С	0°С	10°С	20°С	30°С	40°С
3 4	ПС 330 кВ Грозный	АТ-2	125	2008	ДЦ	330	115	10,5	219	628	2749	30 мин.	1,60	1,60	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,20
												1 ч.	1,60	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,20
												2 ч.	1,50	1,50	1,50	1,40	1,30	1,30	1,20	1,10
												4 ч.	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,20	1,10
												8 ч.	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,20	1,10
												24 ч.	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,20	1,10
												20 сек.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
												1 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
												5 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
												10 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,50	1,50	1,50	1,50
												20 мин.	1,60	1,60	1,50	1,50	1,40	1,35	1,30	
												30 мин.	1,60	1,60	1,50	1,40	1,30	1,20	1,20	
1 ч.	1,60	1,50	1,50	1,40	1,30	1,20	1,20													
2 ч.	1,50	1,50	1,50	1,40	1,30	1,20	1,10													
4 ч.	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,10													
8 ч.	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,10													
24 ч.	1,50	1,50	1,40	1,40	1,30	1,20	1,10													

### Допустимые токовые нагрузки ЛЭП 330 кВ

Таблица  
3.3

Диспетчерское наименование ЛЭП	Марка и сечение провода		Длит. доп. ток провода (ошиновки) при +25°C, А	Номинальный ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ВЛ при град. С, А									
	ВЛ	Ошиновка/ (Система шин)		Выключатель	Разъезд	Заградитель	ТТ	Аварийно-допустимый ток ВЛ при град. С, А									
								-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40
	температура окружающего воздуха, град.С																
	1,29	1,24		1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81						
	1,55	1,49		1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97						
(К - поправочный коэффициент на твозд.)																	
Владикавказ-2	2АСО-300, 2АСК-300	2АСО-300	1478	2000	2000	2000	2000	2000	1956	1868	1776	1682	1582	1478	1296	1248	1118
Грозный		2АСО-300		3000	3150	2000	3000	2000	2000	2000	2000	2000	1926	1842	1754	1662	1568
Грозный	2АСО-300, 2АСК-300	2АСО-300	1478	3000	3150	2000	3000	2000	1956	1868	1776	1682	1582	1478	1296	1248	1118
Чирюрт		2АС-300		3150	3150	2000	2*2000	2000	2000	2000	2000	2000	1926	1842	1754	1662	1568

### Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ

Таблица  
3.4

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительность допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А									
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А									
							(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С									
							аварийно-допустимый,				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С
ЛЭП		Опиновка	время допустимой перегрузки, мин.)								1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81
Вкл-ль	Раз-ль		ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97						
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
ВЛ 110 кВ Плиево Самашки	Л-10 2	АС-185	МГ-95+МГ-70	510		600	1000	600	630	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413	
						600 -	1000 -	600 -	630 -	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413	
			АС-185			АС-185	2500	630	нет	нет	600	600	600	600	600	600	575	538	495	
							2500 -	630 -	нет	нет	600	600	600	600	600	600	575	538	495	
ВЛ 110 кВ Самашки ГРП-110	Л-10 3	АС-185	АС-185	510		2500	630	630	нет	500	500	500	500	500	500	500	479	448	413	
						2500 -	630 -	630 -	нет	500	500	500	500	500	500	500	479	448	413	
			АС-185			АС-400	2000	1000	630	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	495
							2000 -	1000 -	630 -	500 -	500	500	500	500	500	500	500	500	500	495
ВЛ 110 кВ Северная ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник	Л-10 9	АС-150	АС-185	445		1250	1000	630	н/д	500	500	500	493	467	445	418	391	360		
						1250 -	1000 -	630 -	н/д	500	500	500	493	467	445	418	391	360		
			АС-185			АС-400	2000	1000	630	500	500	500	500	500	500	500	500	469	432	
							2000 -	1000 -	630 -	500 -	500	500	500	500	500	500	500	469	432	

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А																												
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А																												
							(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С																												
							аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С																			
ЛЭП		Опиновка		время допустимой перегрузки, мин.)								1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81																		
								Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97																		
2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18		19		20		21	
ВЛ 110 кВ Грозный ГРП-110 с отпайками	Л-110	АС-185	АС-185	2АС-300	510		1000		2000		630		1000		500	500	500	500	500	500	500	500	479	448	413														
							1000	-	2000	-	630	-	1000	-																									
			АС-185	АС-400			2000		1000		нет		500		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	495											
							2000	-	1000	-	нет	-	500	-																									
ВЛ 110 кВ Грозный Восточная	Л-111	АС-185	АС-185	2АС-300	510		1000		2000		630		1000		630	630	612	586	566	535	510	479	448	413															
							1000	-	2000	-	630	-	1000	-																									
			АС-185	АС-185			2500		1000		630		нет		630	630	630	630	630	630	630	630	612	575	538	495													
							2500	-	1000	-	630	-	нет	-																									
ВЛ 110 кВ Северная Восточная с отпайкой на ПС Консервная	Л-112	АС-185	АС-185	d=50	510		1250		1000		630		н/д		630	630	612	586	566	535	510	479	448	413															
							1250	-	1000	-	630	-	н/д	-																									
			АС-185	АС-185			2500		1000		630		нет		630	630	630	630	630	630	630	630	612	575	538	495													
							2500	-	1000	-	630	-	нет	-																									

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С											
						аварийно-допустимый,				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С		
ЛЭП		Опиновка			время допустимой перегрузки, мин.)																
ЛЭП	Опиновка			ВЫКЛ-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81				
				1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97								
								12	13	14	15	16	17	18	19	20	21				
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
ВЛ 110 кВ Моздок Ищерская	Л-120	АС-185	2АС-185	510	600	600	630	600	1000	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413		
			700 Д			630 -	630 Д	1000 -	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413			
** ВЛ 110 кВ Моздок Ищерская	Л-120	АС-185	АС-185	510	600	2500	1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495		
			2500 -			1000 -	нет -	600 -	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495			
** ВЛ 110 кВ Моздок Ищерская	Л-120	АС-185	2АС-186	510	600	600	630	600	1000	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413		
			700 Д			630 -	630 Д	1000 -	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413			
** ВЛ 110 кВ Ищерская Плиево	Л-121	АС-95	АС-185	330	600	1250	630	нет	600	425	409	396	379	366	346	330	310	290	267		
			1250 -			630 -	нет -	600 -	425	409	396	379	366	346	330	310	290	267			
ВЛ 110 кВ Ищерская Плиево	Л-121	АС-95	АС-95	330	600	600	600	600	630	510	491	475	455	439	415	396	372	348	320		
			600			600	600	630	510	491	475	455	439	415	396	372	348	320			



Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А														
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А														
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С														
						аварийно-допустимый,				5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С					
ЛЭП		Опиновка			время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81						
					Выкл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97						
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21				
Ищерская II цепь с отпайками							1250	-	630	-	нет	-	600	-										
ВЛ 110 кВ Грозный Аргунская ТЭЦ	Л-125	АС-120	АС-120	2АС-300	380		1000				490	471	456	437	421	399	380	357	334	307				
							1000														1000			
			АС-120	АС-120			2500				600				588	565	547	524	506	478	456	428	401	369
							2500				600													
ВЛ 110 кВ Гудермес Гудермес-Тяговая	Л-126	АС-120	М-95	М-95	380		нет				490	471	456	437	421	399	380	357	334	307				
							нет														нет			
			АС-185	АС-185			2500				630				588	565	547	524	506	478	456	428	401	369
							2500				630													
ВЛ 110 кВ Гудермес Ойсунгур	Л-127	АС-150	М-95	М-95	415		нет				535	514	498	477	460	435	415	390	365	336				
							нет														нет			
			АС-185	АС-185			1250				630				630	617	597	572	552	522	498	468	438	403
							1250				630													



Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С											
						аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С		
	время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81							
ЛЭП		Опиновка				Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97		
2	3					4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ВЛ 110 кВ Грозный ГРП-110	Л-136	АС-185	2АС-300	450		1000	2000	630	1000	500	500	500	500	499	472	450	423	396	364		
						1000 -	2000 -	630 -	1000 -	500	500	500	500	499	472	450	423	396	364		
		АС-185	АС-300			2000	1000	нет	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	475	437
						2000 -	1000 -	нет	500 -	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	475
ВЛ 110 кВ Грозный Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП	Л-141	АС-185	2АС-300	450		1000	2000	630	1000	580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		
						1000 -	2000 -	660 Д	1000 -	580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		
		АС-185	АС-185			1250	1000	630	600	600	600	600	600	600	599	567	540	507	475	437	
						1250 -	1000 -	630 -	600 -	600	600	600	599	567	540	507	475	437			
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ Гудермес-Тяговая с	Л-142	АС-120	АС-120	380		2500	1000	630	600	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
						2500 -	1000 -	630 -	600 -	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
		АС-185	АС-185			1250	1000	630	600	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369		
						1250 -	1000 -	630 -	600 -	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369		

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительность допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А																	
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А																	
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С																	
						аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С								
ЛЭП		Опиновка			время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81									
					Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97									
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21							
отпайкой на ПС АКХП							1250	-	1000	-	630	-															
ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая Ойсунгур	Л-144	АС-185	АС-185	АС-185	510	600	3150				1000	нет	600				600	600	600	586	566	535	510	479	448	413	
							3150				1000	нет	600				600	600	600	600	600	600	600	575	538	495	
			АС-185				АС-185	3150				1000	нет	600				600	600	600	600	600	600	600	575	538	495
								3150				1000	нет	600				600	600	600	600	600	600	600	600	575	538
ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая Шелковская	Л-146	АС-150	АС-185	АС-185	445	550	630				1000	нет	630				550	550	534	511	493	467	445	418	391	360	
			АС-150				d=50	3150				1000	нет	600				550	550	550	550	550	550	534	501	469	432
		АС-150	d=50				3150				1000	630	600				574	551	534	511	493	467	445	418	391	360	
							3150				1000	630	600				574	551	534	511	493	467	445	418	391	360	
ВЛ 110 кВ Шелковская Каргалиновская	Л-147	АС-150	АС-150	d=50	445		3150				1000	630	600				574	551	534	511	493	467	445	418	391	360	
			3150				1000	630	600				574	551	534	511	493	467	445	418	391	360					
АС-150	d=50	2000					1000	630	630				600	600	600	592	560	534	501	469	432						
		2000					1000	630	630				600	600	600	592	560	534	501	469	432						

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А														
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А														
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С														
						аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С					
ЛЭП		Опиновка			время допустимой перегрузки, мин.)																			
Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81											
1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97															
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21					
						2000	-	1000	-	630	-	630	-											
ВЛ 110 кВ Кизляр-1 Каргалиновская	Л-148	АС-150	АС-240	450		1250				1250	600	600	580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		
						1250				1250	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
		АС-150	d=50			2000				1000	нет	630	600	600	600	600	599	567	540	507	475	437		
						2000				1000	нет	630	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
ВЛ 110 кВ Акташ Гудермес-Тяговая	Л-149	АС-240	АС-240	510	600	1250				1250	нет	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413			
						1250				1250	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
		АС-185	АС-185			2500				1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
						2500				1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
ВЛ 110 кВ Шали Цемзавод	Л-160	АС-120	АС-185	380		нет				600	нет	нет	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
						нет				600	нет	нет	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
		АС-150	АС-185			1250				1000	нет	630	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369		
						1250				1000	нет	630	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369		

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С											
						аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С		
время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81								
ЛЭП		Опиновка			Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97			
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
						1250	-	1000	-	нет	-	630	-								
ВЛ 110 кВ Грозный Цемзавод	Л-161	АС-185	2АС-300	445		1000	1250	нет	1000												
						1000	1250	нет	1000	574	551	534	511	493	467	445	418	391	360		
		2000	1000			нет	600														
								2000	1000	нет	600	600	600	600	592	560	534	501	469	432	
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ Шали	Л-162	АС-120	АС-120	380	500	2500	1000	нет	600												
						2500	1000	нет	600	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
		нет	600			нет	нет														
								нет	600	нет	нет	500	500	500	500	478	456	428	401	369	
ВЛ 110 кВ Ищерская Ищерская-Тяговая	Л-171	АС-120	АС-185	380		1250	630	нет	нет												
						1250	630	нет	нет	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
		550	нет			1000	нет	нет													
									нет	1000	нет	нет	550	550	547	524	506	478	456	428	401

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительность допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С											
						аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С		
ЛЭП		Опиновка			время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81			
					Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97			
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
							нет	1000	нет	нет											
							нет	1000	нет	нет											
ВЛ 110 кВ Ищерская-Тяговая Алпатово	Л-172	АС-150	АС-185	АС-185	380	500	нет	1000	нет	нет	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307	
			АС-120	АС-120			нет	600	630	нет	500	500	500	500	478	456	428	401	369		
ВЛ 110 кВ Наурская Алпатово	Л-173	АС-150	АС-150	АС-150	380		1250	630	нет	600	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307	
			АС-120	АС-120			нет	600	630	нет	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369	
ВЛ 110 кВ Наурская Терек-Тяговая	Л-174	АС-185	АС-150	АС-150	450	525	630	630	630	600	525	525	525	517	499	472	450	423	396	364	
			АС-150	АС-150			630	630	630	600	525	525	525	525	525	525	507	475	437		



Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительный допустимый ток провода ЛЭП/опиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. наст. р. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
						(длительно допустимый /				Температура окружающей среды, °С											
	аварийно-допустимый,				-5°C и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С							
ЛЭП		Опиновка				время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81		
						Вькл-ль	Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,55	1,49	1,44	1,38	1,33	1,26	1,20	1,13	1,06	0,97		
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
							2500	-	1000	-	нет	-	500	-							
ВЛ 110 кВ Наурская ПС №84	Л-185	АС-185	АС-185	510		1250		630	нет	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413		
			1250			630	нет	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413				
		АС-185	АС-185			2500		1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495
			2500			1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495	

## Приложение 4

Перечень по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы для ликвидации «узких мест» в «реалистическом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики на период 2016-2020 гг.

Таблица 1.6.1

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
1.	АО «Чеченэнерго»	Оснащение устройствами АЧР ПС 110 кВ Наурская, ПС 110 кВ Алпатово	2016 г.	Для исключения излишнего погашения потребителей Чеченской энергосистемы при отключении от АЧР ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128).
2.	АО «Чеченэнерго», собственник Аргунской ТЭЦ	Оснащение устройствами АЧР ПС 110 кВ Самашки, ПС 110 кВ Гудермес, Аргунской ТЭЦ.	2017 г.	Для исключения излишнего погашения потребителей Чеченской энергосистемы при отключении от АЧР ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128).
3.	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.	2018 г.	Превышение аварийно-допустимых токовых нагрузок ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярыксу (Л-128) в послеаварийных режимах. Обеспечение возможности ТП новых потребителей в энергоузле ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес.
4.	ООО «ГЭХ Инжиниринг»	Строительство Грозненской ТЭС в составе ПГУ-1, ПГУ-2 установленной (максимальной) мощностью 498,6 МВт (2х249,3 МВт).	2018 г.	Обеспечение параметров электроэнергетического режима в допустимых пределах в послеаварийных режимах в ремонтных схемах ВЛ 330 кВ, отходящих от ПС 330 кВ Грозный. Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей к электрическим сетям энергосистемы Чеченской Республики. В соответствии с СиПР ЕЭС обеспечение надежного электроснабжения потребителей юго-восточной части ОЭС Юга возможно за счет сооружения тепловой электростанции. Наиболее оптимальным местом размещения тепловой электростанции является энергосистема Чеченской Республики.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
5.	АО «Чеченэнерго»	Строительство двух новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь проводом АС-300.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
6.	АО «Чеченэнерго»	Строительство захода на Грозненскую ТЭС существующей ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) проводом АС-185с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
7.	АО «Чеченэнерго»	Строительство захода на Грозненскую ТЭС существующей ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) проводом АС-240с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
8.	АО «Чеченэнерго»	Строительство заходов на Грозненскую ТЭС существующей ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) на Грозненскую ТЭС проводом АС-185 с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
9.	АО «Чеченэнерго»	Строительство ВЛ 110 кВ Плиево – Горец проводом АС-185 с расширением ПС 110 кВ Горец.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
10	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой существующего оборудования 110 кВ (ТТ), находящегося в транзите ВЛ 110 кВ Горец – ГРП-110 (Л-105) и ВЛ 110 кВ	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
		Плиево – Горец, с пропускной способностью менее 600 А на оборудование с номинальным током не менее 600 А.		
11	АО «Чеченэнерго»	<p>Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- с заменой в двух линейных ячейках, выбранных для присоединения новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь, существующего оборудования (ТТ, ВЧЗ, ошиновку ОРУ-110 кВ) с пропускной способностью менее 800 А на оборудование с номинальным током не менее 800 А (ошиновку проводом не менее АС-300);</li> <li>- с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) существующего оборудования (ТТ) с пропускной способностью менее 600 А на оборудование с номинальным током не менее 600 А;</li> <li>- с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) существующего оборудования (ТТ, ВЧЗ, ошиновку ОРУ-110 кВ) с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А (ошиновку проводом не менее АС-240).</li> </ul>	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
12	АО «Чеченэнерго»	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от Грозненской ТЭС до ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114), ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115) проводом АС-185 с образование двух новых ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
13	АО «Чеченэнерго»	Строительство ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево проводом АС-240.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
14	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) с заменой провода АС-185 на АС-240.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
15	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой существующего оборудования 110 кВ (разъединители, ТТ, ВЧЗ, ошиновку и шины ОРУ-110 кВ), находящегося в транзите ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) и ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102), с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А (ошиновку и шины проводом не менее АС-240).	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
16	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник на участке от захода на Грозненскую ТЭС до ПС 110 кВ Северная с заменой провода на провод АС-240.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
17	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Северная: - с заменой существующего оборудования 110 кВ (ТТ, ВЧЗ, ошиновку и шины ОРУ-110 кВ), находящегося в транзите ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник и ВЛ 110 кВ Северная – Восточная (Л-112), с номинальным током менее 700 А на оборудование с номинальным током не менее 700 А (ошиновку и шины проводом не менее АС-240); - с установкой устройств РЗА, обеспечивающих замыкание транзита 110 кВ.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
18	АО «Чеченэнерго», иные субъекты электроэнергетики (собственники) на территории ЧР	Мероприятия по РЗА, обеспечивающие замыкание существующего разрыва на В-174 ПС 110 кВ Наурская в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
19	АО «Чеченэнерго», иные субъекты электроэнергетики (собственники) на территории ЧР	Комплекс мероприятий по ПА и иные технические мероприятия в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС.	2018 г.	СВМ Грозненской ТЭС. СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
20	АО «Чеченэнерго»	1. Строительство ПС 110 кВ Курчалой с ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой. 2. Перевод нагрузок распределительных сетей с ПС 110 кВ Ойсунгур на ПС 110 кВ Курчалой.	2017	Для исключения недопустимого перегруза трансформаторов ПС 110 кВ Ойсунгур (2х25, 16 МВА) в нормальном режиме и в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов.

## **Техническое задание на разработку Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016 - 2020 годы**

### **Основания для проведения работы по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на пятилетний период:**

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

- Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 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 года (перечень поручений от 29 марта 2010 года № Пр-839 пункт 5) об учете в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;
- методическими рекомендациями Минэнерго РФ по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

При разработке также должны выполняться положения:

- Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»,
- Федерального закона от 27 июля 2010 года № 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 Российской Федерации от 15 мая 2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

### **1. Цели разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики**

Основными целями Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016 - 2020 годы (далее – СиПР ЧР) являются:

1.1. Разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и

среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики и создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Чеченской Республики.

1.2. Скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры Чеченской Республики.

1.3. Обеспечение координации планов социально-экономического развития Чеченской Республики и схем и программ развития электроэнергетики.

1.4. Информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти Чеченской Республики при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.

1.5. Обеспечение сетевых компаний актуальной информацией для формирования своих инвестиционных программ.

## **2. Задачи Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016 - 2020 годы**

При разработке СиПР ЧР должно быть выполнено:

2.1. Проведён мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой «Схемой и программой развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2015-2019 годы».

2.2. Проведена оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) Чеченской Республики на период формирования СиПР ЧР.

2.3. Разработаны рекомендации по размещению собственных генерирующих мощностей, типов электростанций с учетом требований покрытия максимума нагрузки в разрезе годового использования.

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

2.5. Разработаны предложения по скоординированному развитию объектов генерации (с учётом вывода из эксплуатации) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Чеченской Республики на пятилетний период с разбивкой по годам.

2.6. Разработаны предложения по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Чеченской Республики на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе.

2.7. Обеспечена координация планов развития топливно-энергетического комплекса.

Разработанная СиПР ЧР должна использоваться в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности электростанций, схем внешнего электроснабжения потребителей электрической энергии;
- основы для формирования предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности);
- основы для формирования инвестиционных предложений по строительству генерирующих источников на территории региональной энергосистемы;
- основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний и собственников электроэнергетического оборудования.

### **3. Требования к выполнению работы и ее результатам**

3.1. При разработке СиПР ЧР должны быть учтены требования Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823), Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281) и Методических указаний по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 277), нормы и правила, действующие на момент выполнения работы, а также:

- соблюдены условия экономической эффективности решений, предлагаемых в СиПР ЧР, основанной на оптимизации режимов работы энергетической системы;
- применены новые технологические решения при формировании СиПР ЧР;
- обеспечена совместимость СиПР ЧР с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики;
- скоординировано развитие энергетического и промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры, а также программ (схем) территориального планирования, надежного и эффективного электроснабжения потребителей Чеченской Республики.

3.2. При этом в работе должны учитываться следующие основные принципы:

- схема основной электрической сети Чеченской Республики должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих от шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции

электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь) (принцип «N-1»);

– схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении односетевых элементов (для летних периодов – дополнительно при отключении одного сетевого элемента в схемах единичного ремонта одного сетевого элемента) (принцип «N-1» для потребителей).

3.3. Сводный отчет должен содержать краткие выводы (сводную информацию) по основным разделам СиПР ЧР.

3.4. Должны быть подготовлены обосновывающие материалы к СиПР ЧР.

3.5. За отчетный год принять 2014 год, за расчетные – 2015-2020 годы.

3.6. В работе должны быть учтены рекомендации Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по ликвидации сетевых и балансовых ограничений в ОЭС на территории Чеченской Республики.

3.7. Материалы СиПР ЧР должны быть согласованы с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, ОАО «МРСК Северного Кавказа», ОАО «Чеченэнерго», генерирующими компаниями и иными организациями на территории Чеченской Республики, представители которых входят в состав Рабочей группы по разработке схем и программ развития электроэнергетики и Координационного совета по развитию электроэнергетики в Чеченской Республике.

3.8. СиПР ЧР утверждается высшим должностным лицом (руководителем высшего исполнительного органа государственной власти) Чеченской Республики.

#### **4. Требования к содержанию Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016 - 2020 годы**

В составе СиПР ЧР должно быть представлено:

##### **4.1. Общая характеристика Республики:**

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

##### **4.2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за прошедший пятилетний период:**

4.2.1. Характеристика энергосистемы Чеченской Республики, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим электроснабжение потребителей на территории Чеченской Республики, а также блок-станциями промышленных предприятий.

4.2.2. Отчётная динамика потребления электроэнергии в Чеченской Республике за последние 5 лет.

4.2.3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Чеченской Республики за последние 5 лет.

4.2.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние пять лет (при наличии статистических данных).

4.2.5. Динамика изменения максимума пиковой нагрузки энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет.

4.2.6. Структура установленной электрической мощности на территории Чеченской Республики, в том числе с выделением информации по вводам, выводам из эксплуатации и иным изменениям эксплуатационного состояния объектов по производству электроэнергии в отчётном году.

4.2.7. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (а также блок - станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

4.2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

4.2.9. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет.

4.2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равнелилипревышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним.

4.2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений.

4.2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет (энергоёмкость валового регионального продукта, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике).

4.2.13 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (при их наличии) в регионе и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей в Чеченской Республике за последние 5 лет.

4.2.14. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Чеченской Республике, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований (при их наличии), с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию.

4.2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Чеченской Республики по состоянию на отчетный год (при их наличии).

4.2.16. Единый топливно-энергетический баланс Чеченской Республики за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД.

### **4.3. 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;
- наличием ограничений пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов и описанием электроэнергетических режимов, в которых данные ограничения возникают;
- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения).

### **4.4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики:**

В работе необходимо отразить направления развития электроэнергетики Чеченской Республики на основе разработанных прогнозов потребления электроэнергии и мощности, выполненных расчётов электроэнергетических режимов энергосистемы.

В составе разработанной СиПР ЧР должен быть отражен анализ функционирования и предложения по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы напряжением 110 кВ и выше.

В качестве исходных данных необходимо использовать сведения (с указанием источника информации):

- о вводах электросетевых объектов 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 актуальную редакцию Схемы и программы развития ЕЭС России;
- о вводах электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение), а также генерирующих объектов в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям;

– сведения о планируемых крупных инвестиционных проектах на территории Чеченской Республики, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории Чеченской Республики, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию, местах расположения в соответствии с имеющимися федеральными целевыми программами, республиканскими и ведомственными программами (при их наличии);

– предложения Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по развитию распределительных сетей, в том числе по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (выявленных «узких мест»), на основе результатов использования перспективной расчётной модели, а также разработанный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Чеченской Республике.

4.4.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период (с разбивкой по годам) по территории Чеченской Республики 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 власти Чеченской Республики:

для основного варианта развития:

а) прогноз потребления электроэнергии и мощности, разрабатываемый ОАО «СО ЕЭС», соответствующий актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России и направленный Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ («реалистический»);

и, при необходимости, для дополнительного варианта:

б) прогноз потребления электроэнергии и мощности, предоставляемый органом исполнительной власти Чеченской Республики («оптимистический», не являющийся обязательным).

Перечни сведений с исходными данными для разработки СиПР ЧР должны быть приведены отдельно для каждого из рассматриваемых вариантов развития.

4.4.2. 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 энергорайона в энергосистеме.

4.4.3. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) энергосистемы Чеченской Республики на период формирования СиПР ЧР.

4.4.3.1. При формировании перспективных балансов электроэнергии энергосистемы Чеченской Республики потребность в производстве электроэнергии определяется с учётом объёмов электропотребления на территории региональной энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

4.4.3.2. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской Республики мощностью 5 МВт и более 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).

Перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Чеченской Республики мощностью более 25 МВт формируется на основании актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России и исходных данных, направленных Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.4.3.3. Перспективные балансы мощности и электроэнергии Чеченской Республики на расчетный период формирования СиПР ЧР. Показатели балансов приводятся по годам на период формирования СиПР ЧР.

4.4.3.4. Прогноз развития энергетики Чеченской Республики на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов.

4.4.4. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на зимний/летний максимум/минимум нагрузок за 2014 год.

4.4.5. СиПР ЧР разрабатывается с учетом результатов использования перспективной расчетной модели для энергосистемы Чеченской Республики и должна содержать:

4.4.5.1. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети для формирования предложений по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики (режим зимний и летний максимумы нагрузок рабочего дня – в обязательном порядке, летний и зимний минимум нагрузок выходного дня – при необходимости) на период формирования СиПР ЧР (и дополнительно на годы ввода крупных объектов).

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше принимаются в соответствии с актуальной редакцией Схемы и программы развития ЕЭС России и исходных данных, направленных Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном и графическом виде.

4.4.5.2. Анализ характерных нормальных (в т.ч. для летнего периода – в схемах единичных ремонтов сетевых элементов) и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на период формирования СиПР ЧР (и дополнительно на годы ввода крупных объектов).

4.4.5.3. Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ и выше на период формирования СиПР ЧР.

4.4.5.4. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Чеченской Республики осуществляются отдельно для каждого из рассматриваемых вариантов развития («реалистического» и «оптимистического»).

4.4.6. Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергосистемы, включая внешние связи энергосистемы, напряжением 110 кВ и выше, отдельно для каждого из рассматриваемых вариантов развития («реалистического» и «оптимистического»):

4.4.6.1. Определение (уточнение) на основании балансовых и электрических расчетов перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением.

4.4.6.2. Разработка предложений в виде перечня необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест».

Перечень должен включать:

- описание мероприятия с указанием необходимых параметров (сечение проводов ЛЭП, номинальный ток оборудования, трансформаторная мощность и т.п.);
- рекомендуемый срок реализации;
- обоснование необходимости мероприятия;
- наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия;
- ориентировочную стоимость, определенную в соответствии с действующими нормативами (распределение инвестиций по годам).

4.4.6.3. Разработка предложений по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 330 кВ и выше относительно актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России (при необходимости).

4.4.6.4. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 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 («узких мест») в электрической сети напряжением 110 кВ и выше и обеспечивающих надёжное электроснабжение потребителей Чеченской Республики на расчётном этапе развития электрических сетей на период формирования СиПР ЧР.

4.4.6.5. Формирование перечня необходимых мероприятий по реконструкции электросетевых объектов напряжением 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 («узких мест») в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.

4.4.6.6. Анализ расчетных электрических нагрузок подстанций 110 кВ и выше, определенных на период формирования СиПР ЧР.

4.4.6.7. Разработанные рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110кВ и выше на период формирования СиПР ЧР.

4.4.6.8. Разработанные рекомендации в части регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

4.4.6.9. Разработанные рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период формирования СиПР ЧР.

4.4.6.10. Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования СиПР ЧР .

4.4.6.11. Разработанные рекомендации по обеспечению качества и надёжности электроснабжения с учётом требований ПУЭ по надёжности электроснабжения потребителей.

4.4.6.12. Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением ниже 330 кВ с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года).

4.4.6.13. В работе должны быть представлены обоснования предлагаемых мероприятий по развитию электрических сетей, в т.ч. предлагаемых ОИВ и субъектами электроэнергетики в соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики, республиканскими и федеральными программами социально-экономического развития региона, на основании:

- балансовых и электрических расчётов (в соответствии с пп. 3.2, 4.4.5.1 настоящего технического задания).
- анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторов;
- анализа необходимости обеспечения установленной категории электроснабжения потребителей;
- анализа выработки нормативного срока эксплуатации оборудования и устройств;
- анализа наличия мероприятий в утвержденных ТУ на ТП;
- анализа необходимости выполнения мероприятий для обеспечения вводов (реконструкции) объектов электроэнергетики других собственников.

*Примечание:*

Перечень объектов, предполагаемых к вводу по «оптимистическому» варианту развития, а также выводы на основании расчетов электроэнергетических режимов по «оптимистическому» варианту развития не являются основанием для включения в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики указанных в нем мероприятий по вводу (строительству, реконструкции) объектов электроэнергетики. Результаты работы по «оптимистическому» варианту развития электроэнергетики призваны оценить технические возможности энергосистемы обеспечить нормируемые параметры электроэнергетического режима при более интенсивном росте потребления энергосистемы,

соответствующем предложениям ОИВ Чеченской Республики, выявить «узкие места» в энергосистеме по «оптимистическому» варианту и наметить технические мероприятия по их устранению.

Результаты работы по «оптимистическому» варианту развития должны быть в дальнейшем подтверждены при разработке технических условий на технологическое присоединение указанных в ней крупных потребителей для последующего включения в «реалистический» вариант развития на основании утвержденных договоров на технологическое присоединение данных потребителей и (или) результатов расчетов электроэнергетических режимов по «реалистическому» варианту развития.

4.4.7. Техничко-экономические показатели развития электрической сети, включающие в себя:

- объёмы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше;
- оценку потребности в основном электрооборудовании – трансформаторы, выключатели, компенсирующие устройства (БСК, СТК и др.) с разбивкой по годам на период формирования СиПР ЧР;
- сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.

Предлагаемые мероприятия по развитию электроэнергетических объектов (как генерирующих, так и электросетевых) в пятилетний период должны быть определены по срокам, исполнителям, источникам финансирования с оценкой стоимости и влияния на региональные тарифы.

#### **4.5. Основные направления развития теплоэнергетики Чеченской Республики:**

4.5.1. Прогноз потребления тепловой энергии на период формирования СиПР ЧР 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).

4.5.2. Определение на основании балансов электрической и тепловой энергии потребности электростанций (блок-станций) и котельных в топливе.

4.5.3. Разработанные мероприятия по строительству когенерации, информацию о возобновляемых источниках электроэнергии, местных видах топлива, модернизации систем теплоснабжения и объектов малой распределенной энергетики.

4.5.4. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Чеченской Республики с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных).

4.5.5. Разработанные предложения по модернизации системы

централизованного теплоснабжения муниципальных образований Чеченской Республики (при их наличии) 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).

4.5.6. Разработанные предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования.

4.5.7. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации ТЭЦ, котельных и их размещению.

4.5.8. Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей.

4.5.9. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Чеченской Республики на период формирования СиПР ЧР.

4.5.10. В СиПР ЧР могут быть отражены отдельными подпрограммами мероприятия по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ), газопоршневых ТЭЦ с когенерацией и других источников энергии, а также мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению на территории Чеченской Республики.

## **5. Требования к оформлению Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016 - 2020 годы:**

Текстовые материалы (научно-технические отчеты) СиПР ЧР должны быть выполнены в текстовом редакторе WordforWindows с использованием для основного текста шрифта TimesNewRoman с размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом.

Рисунки карт-схем должны быть представлены в формате pdf с использованием шрифта TimesNewRoman.

Презентационные материалы должны быть представлены в формате MicrosoftPowerPoint.

В СиПР ЧР должны быть предоставлены результаты расчетов, аналитические и документальные материалы, оформленные в виде приложений в текстовом и графическом виде для каждого из двух вариантов развития («реалистического» и «оптимистического»), в т.ч.:

- карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше на территории Чеченской Республики на последний год формирования СиПР ЧР;
- схемы для нормального режима электрических соединений сетей 110кВ и выше на территории Чеченской Республики на последний год периода формирования СиПР ЧР;
- схемы потокораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для всех проведённых расчётных режимов, результаты расчетов в табличном виде;
- перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ;

– перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ (для «реалистического» варианта развития – в соответствии с актуальной редакцией СиПР ЕЭС России, инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и техническими условиями на технологическое присоединение при наличии заключённых договоров на технологическое присоединение), составленный с учетом требований п. 4.4.6.13 настоящего Технического задания;

– перечень существующих электрических станций, установленная мощность которых превышает 5МВт;

– перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5МВт (для «реалистического» варианта развития – в соответствии с актуальной редакцией СиПР ЕЭС России, утвержденными инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и техническими условиями на технологическое присоединение при наличии заключённых договоров на технологическое присоединение), составленный с учетом требований п. 4.4.6.13 настоящего Технического задания;

– перечень предлагаемых мероприятий по развитию энергосистемы Чеченской Республики, составленный в соответствии с учетом требований раздела 4.4.6 настоящего Технического задания, отсутствующих на момент разработки СиПР ЧР в утвержденных инвестиционных программах субъектов электроэнергетики и договорах на технологическое присоединение.

В приложениях к СиПР ЧР могут быть приведены указанные в разделах 4.4, 4.5, 4.6 настоящего технического задания перечни, обосновывающие материалы, а также материалы с исходной информации для разработки СиПР ЧР с указанием источников информации для каждого из двух вариантов развития («реалистического» и «оптимистического»).

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

СиПР ЧР и приложения к ней (при наличии подпрограмм и приложений к ним) представляются Заказчику в виде печатного материала и в электронном виде (CD/DVD диск) - в 4 экземплярах.

## **6. Исходная информация для разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2016 - 2020 годы (взаимосвязь с предшествующими работами):**

6.1. Схема и программа развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России (актуальная редакция).

6.2. Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2015-2019 годы.

6.3. Ежегодный отчёт о функционировании Единой энергетической системы России и данные мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

6.4. Отчётные данные о работе энергосистемы на территории Чеченской Республики.

6.5. Утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы (а также программы реновации, техперевооружения и реконструкции) генерирующих и электросетевых компаний на территории Чеченской Республики.

6.6. Предложения Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по развитию распределительных сетей, в том числе по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (выявленных «узких мест»), на основе результатов использования перспективной расчётной модели, а также разработанный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Чеченской Республике.

6.7. Предложения сетевых и генерирующих организаций и органов исполнительной власти Чеченской Республики по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Чеченской Республики, а также прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Чеченской Республике и основным крупным узлам нагрузки электрической сети, разработанный органом исполнительной власти.

6.8. Сведения сетевых организаций о заявках на технологическое присоединение и заключённых договорах на осуществление технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям на территории Чеченской Республики с разбивкой максимальной мощности по годам ввода.

6.9. Государственные или региональные Программы социально-экономического развития региона, в том числе, в части электроэнергетики.

6.10. Документы территориального планирования Чеченской Республики, при необходимости согласованные Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти.

6.11. Стратегия социально-экономического развития Северо-Кавказского федерального округа до 2025 года.

6.12. Стратегия развития электроэнергетики Северо-Кавказского федерального округа до 2015 года и на перспективу до 2025 года.

6.13. Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 г.г., утвержденная приказом Минэнерго России от 31.10.2014 г. № 807.

6.14. Проработки специализированных проектных организаций о возможностях использования гидроэнергетических ресурсов, геотермальных и других источников энергии (при их наличии).

6.15. Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии).

6.16. Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии).

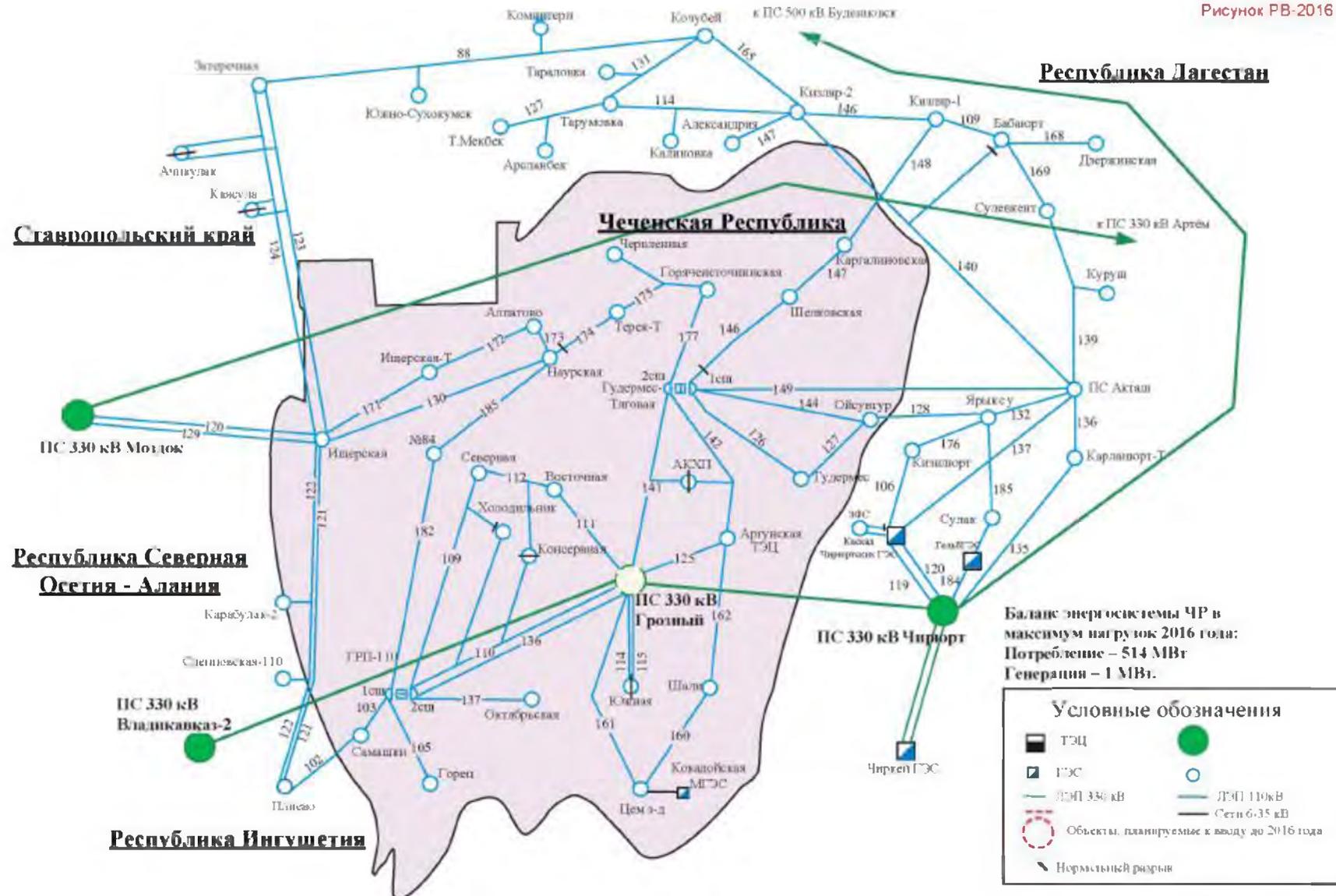
6.17. Иные работы в области электроэнергетики, способствующие выполнению данной работы (при их наличии)

6.18. Информация, предоставляемая органами исполнительной власти и Координационным советом по развитию электроэнергетики Чеченской Республики.

# Карты-схемы «Схемы развития электроэнергетики Чеченской Республики»

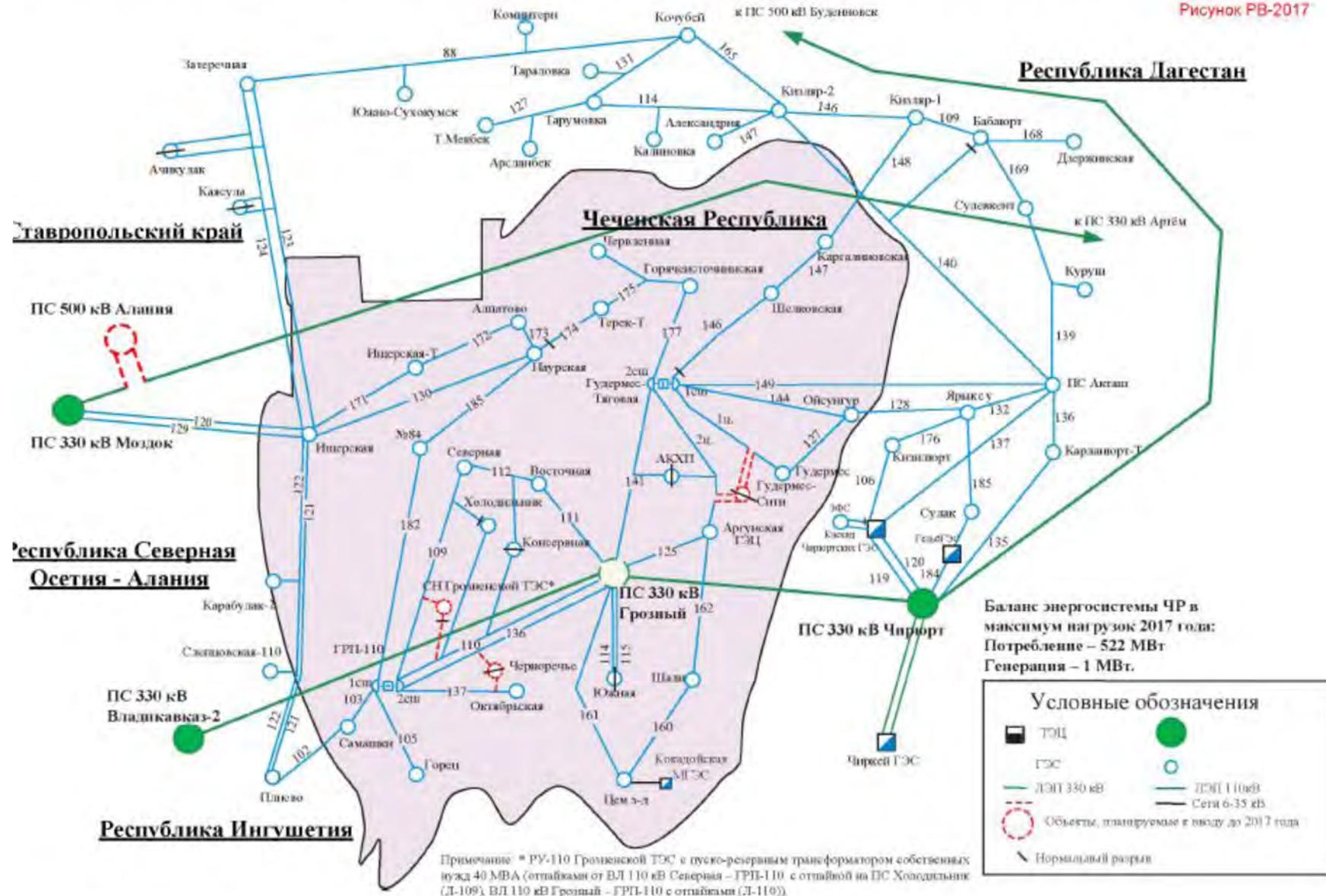
**Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2016 год. Реалистичный вариант развития.**

Рисунок РВ-2016



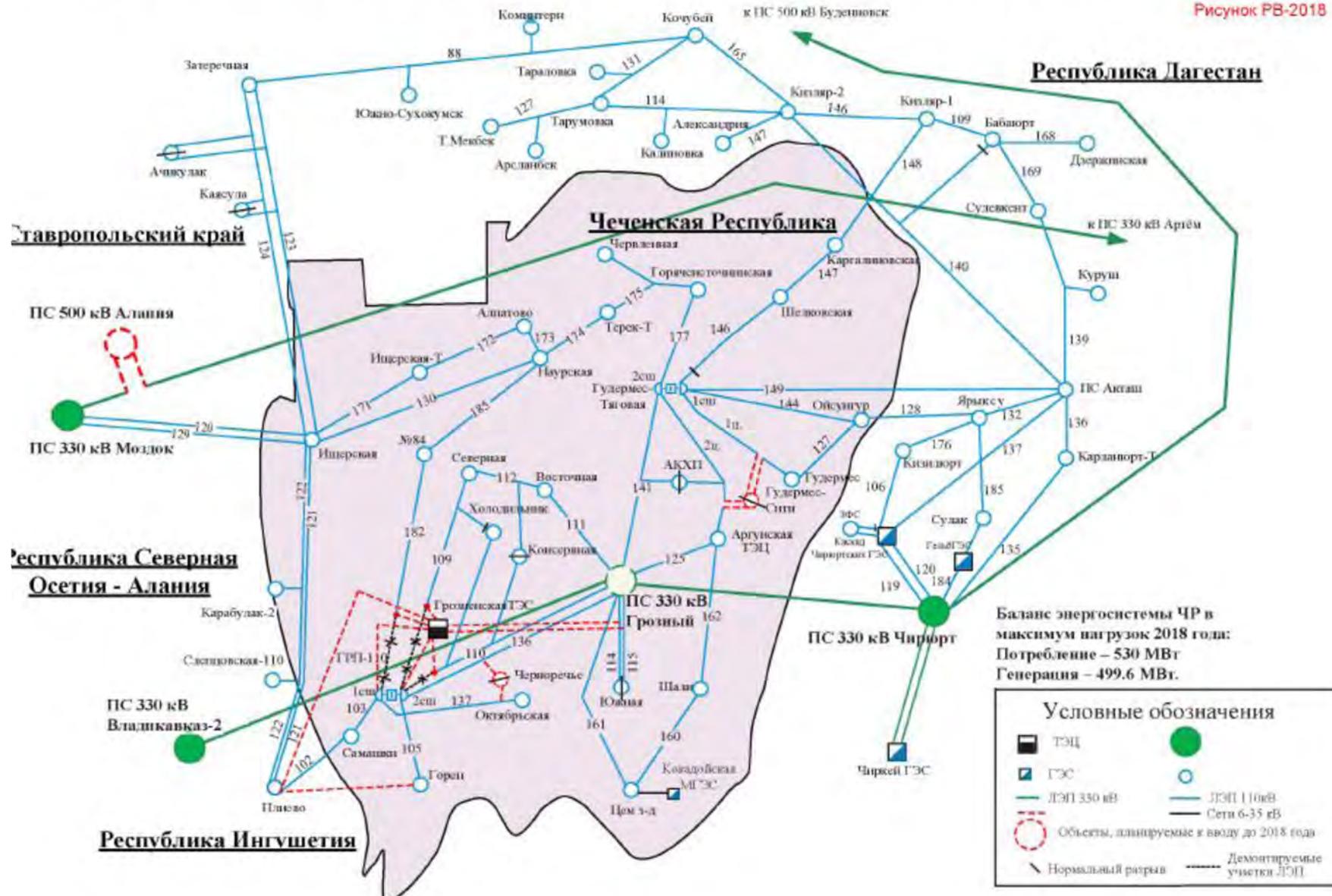
**Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2017 год. Реалистический вариант развития.**

Рисунок РВ-2017



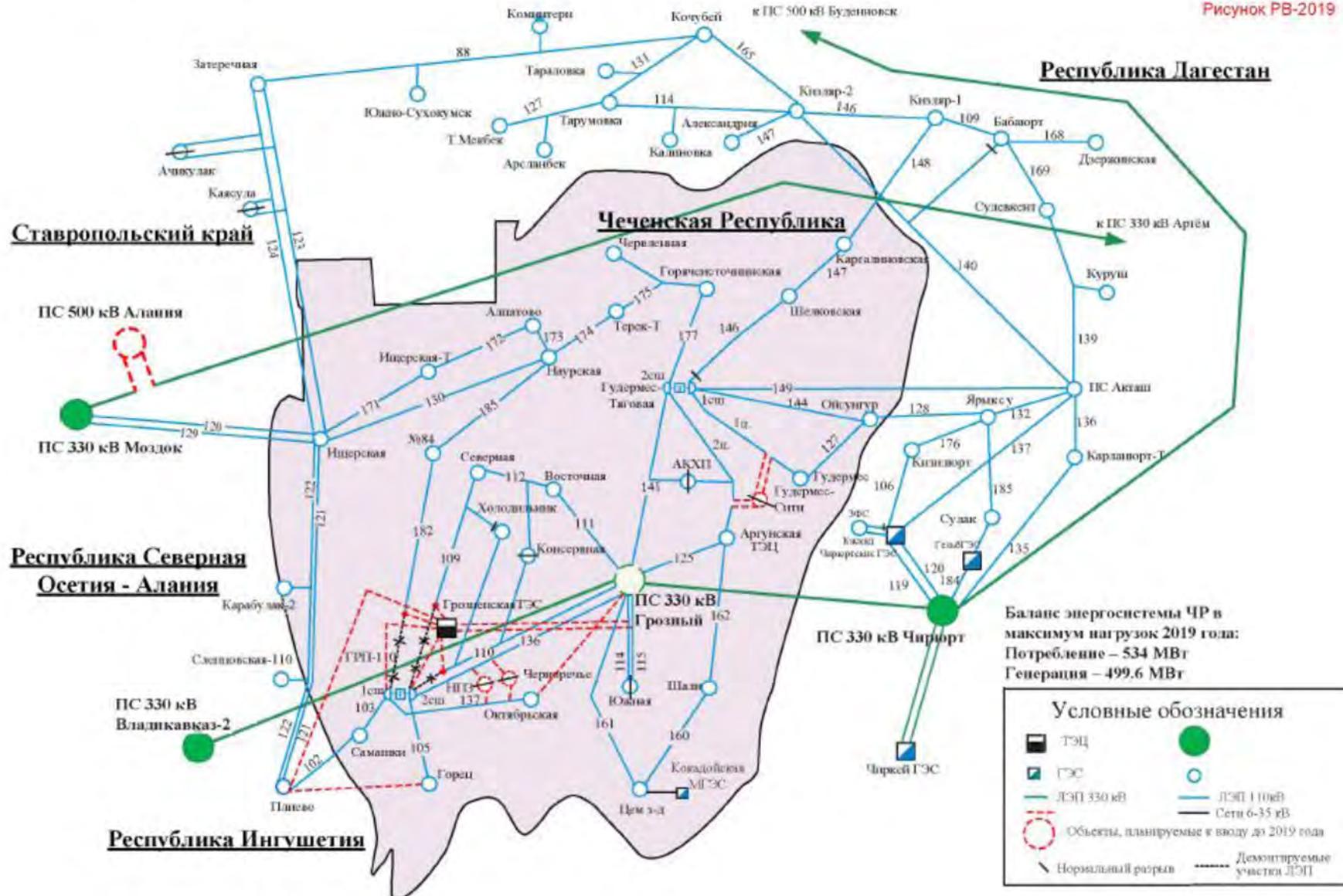
**Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2018 год. Реалистический вариант развития.**

Рисунок РВ-2018



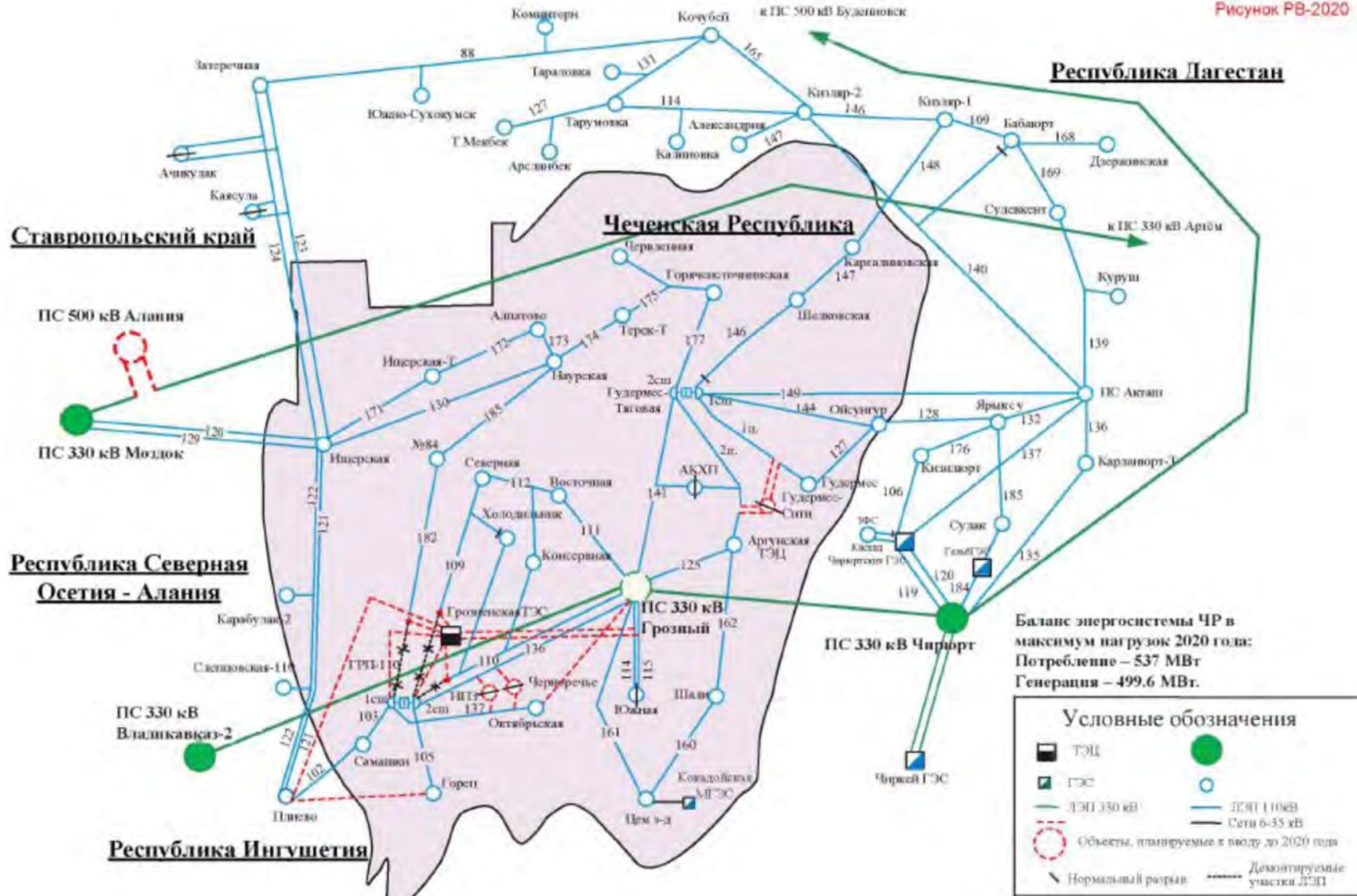
**Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2019 год. Реалистический вариант развития.**

Рисунок РВ-2019



**Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2020 год. Реалистический вариант развития.**

Рисунок РВ-2020



## Приложение РВ-3М-2016-Графика

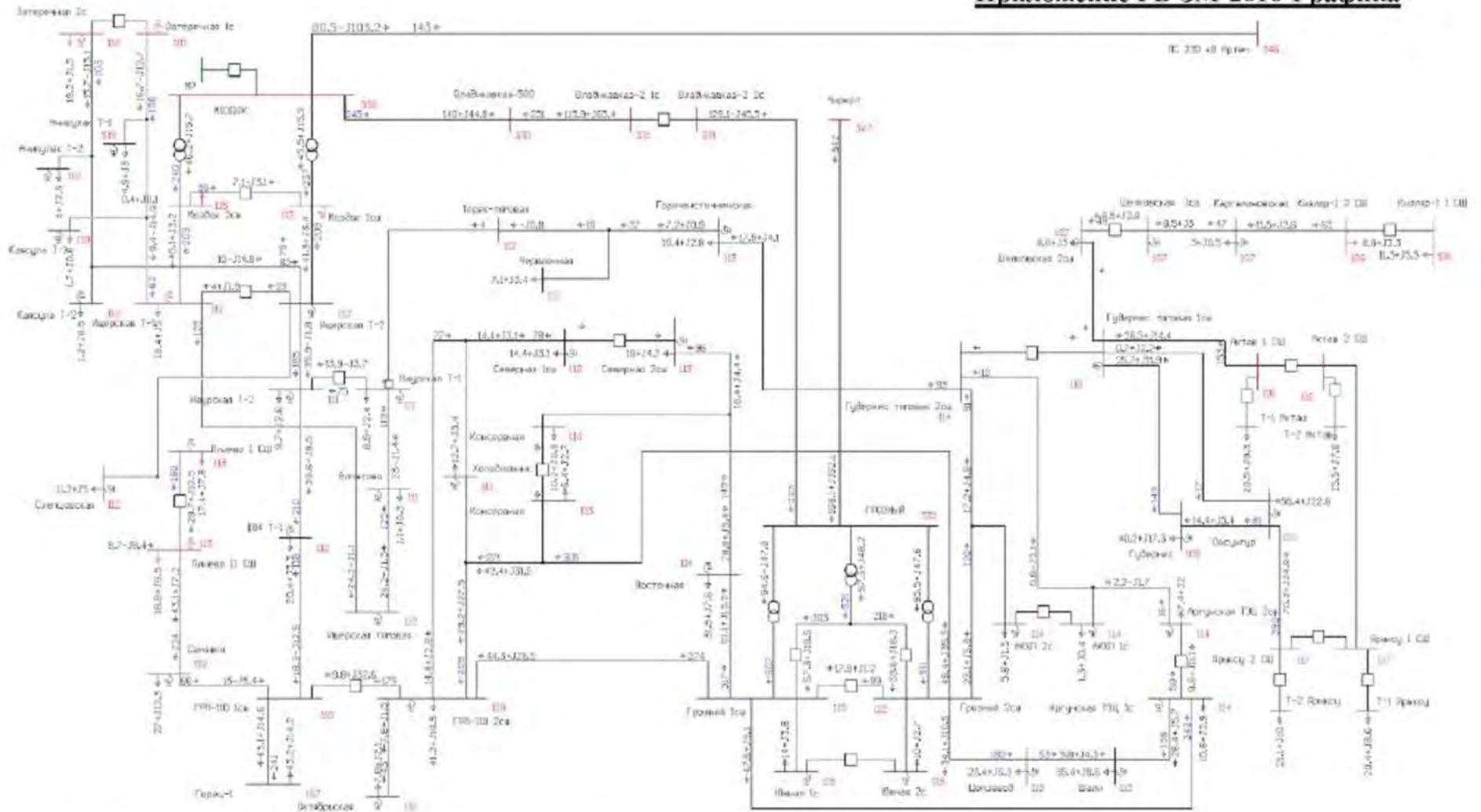


Рисунок № РВ-3М-2016-1 Режим: Нормальный

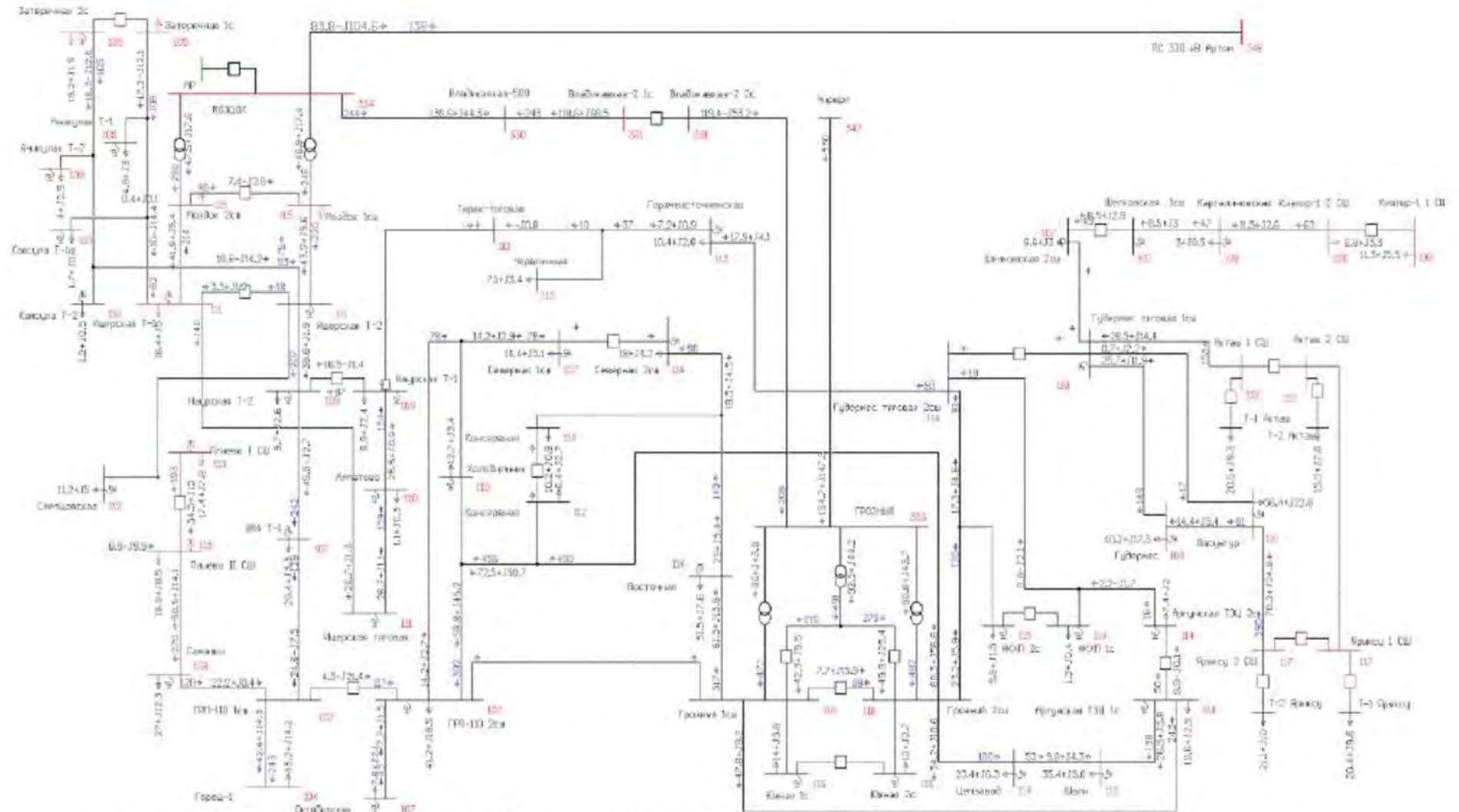


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136)

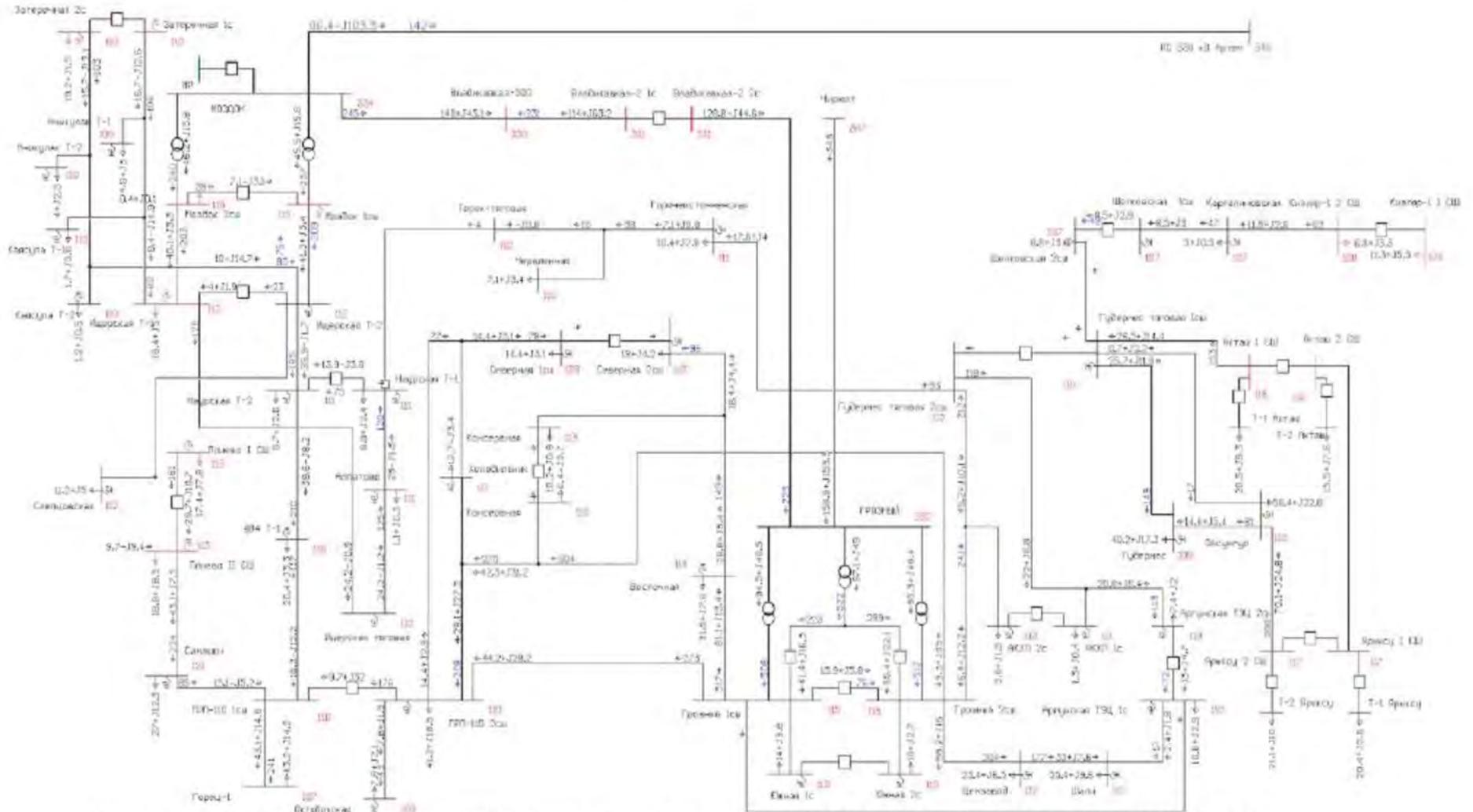


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-3

Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125)

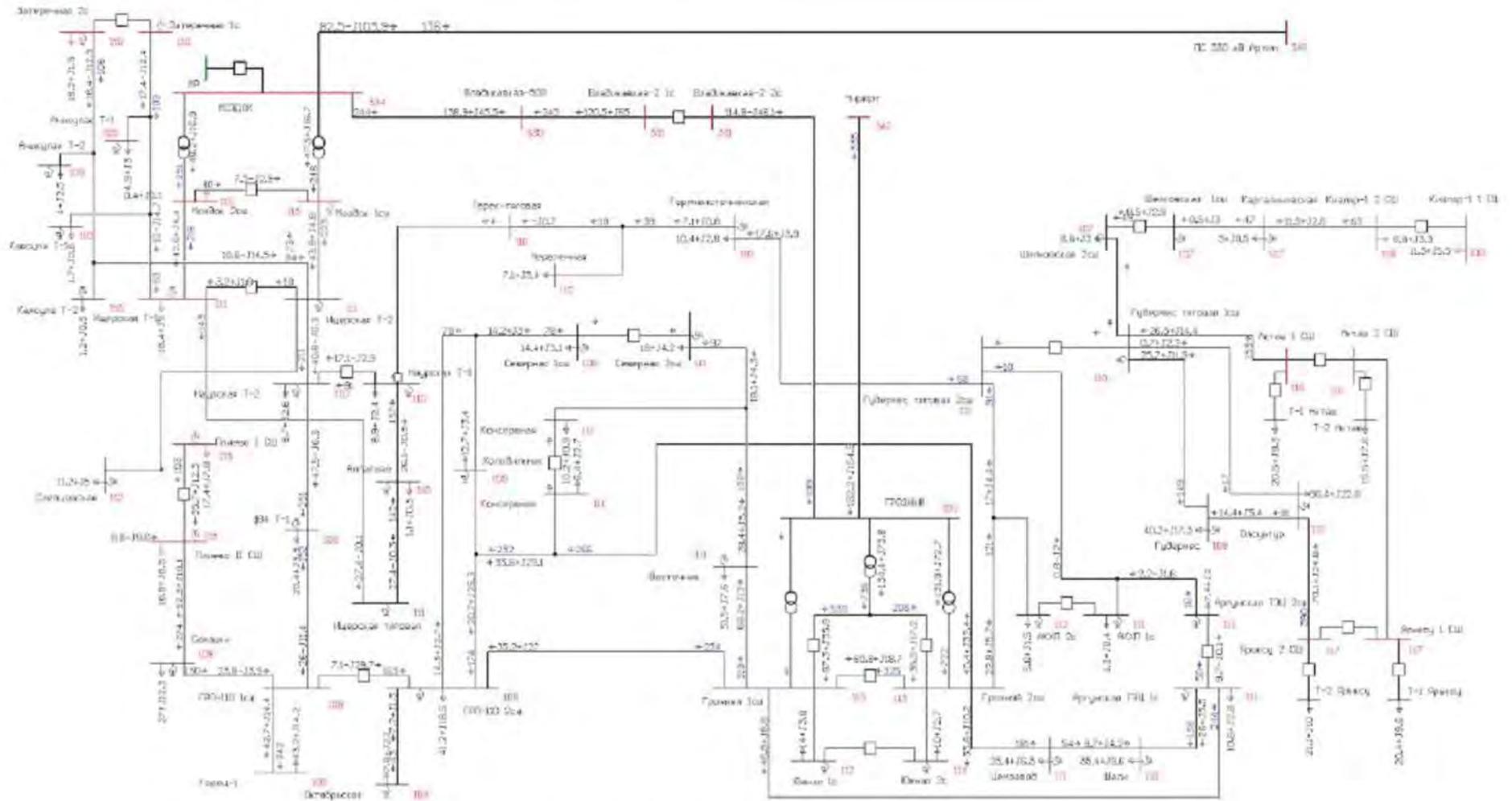


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

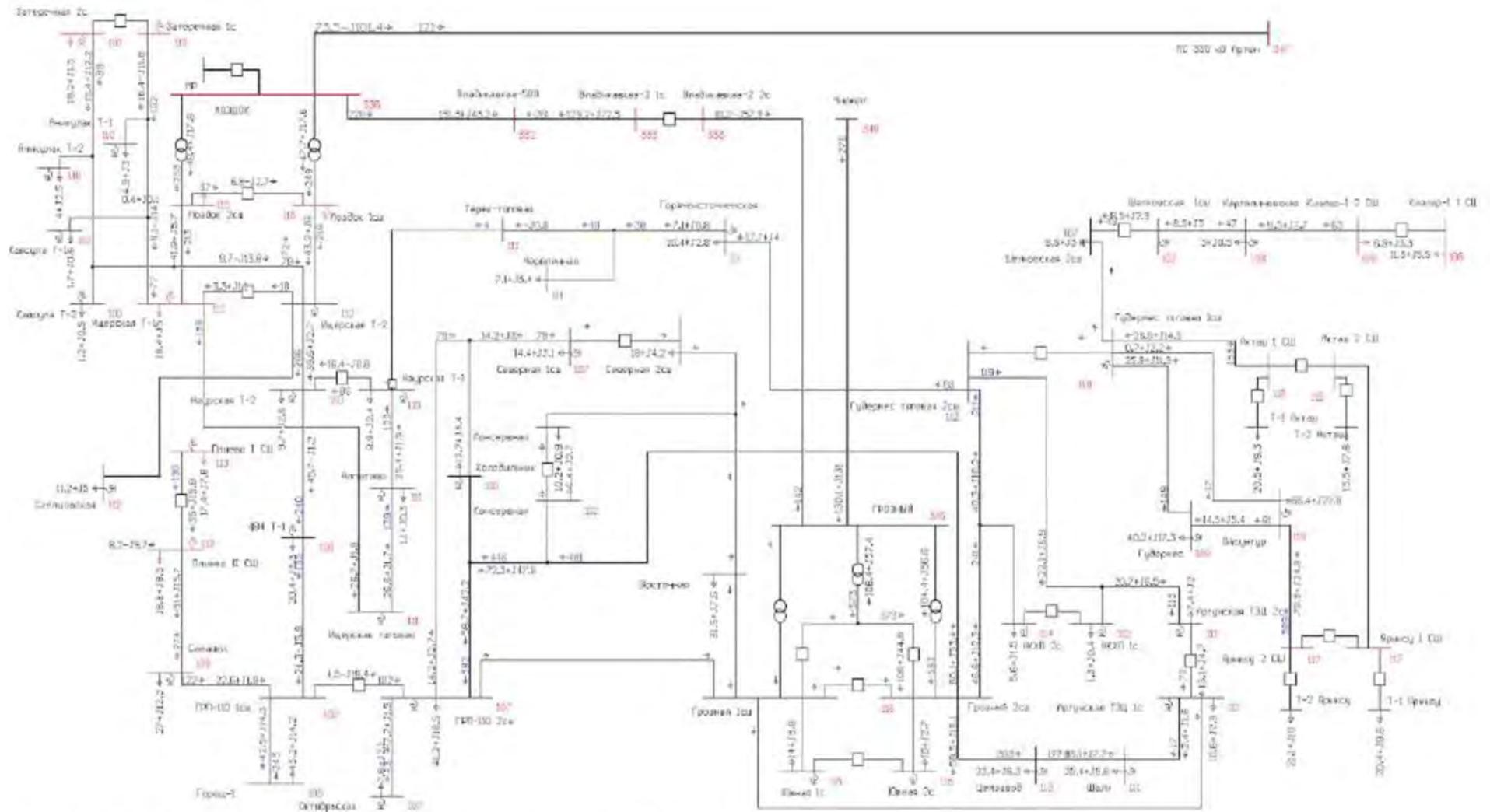


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 ш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

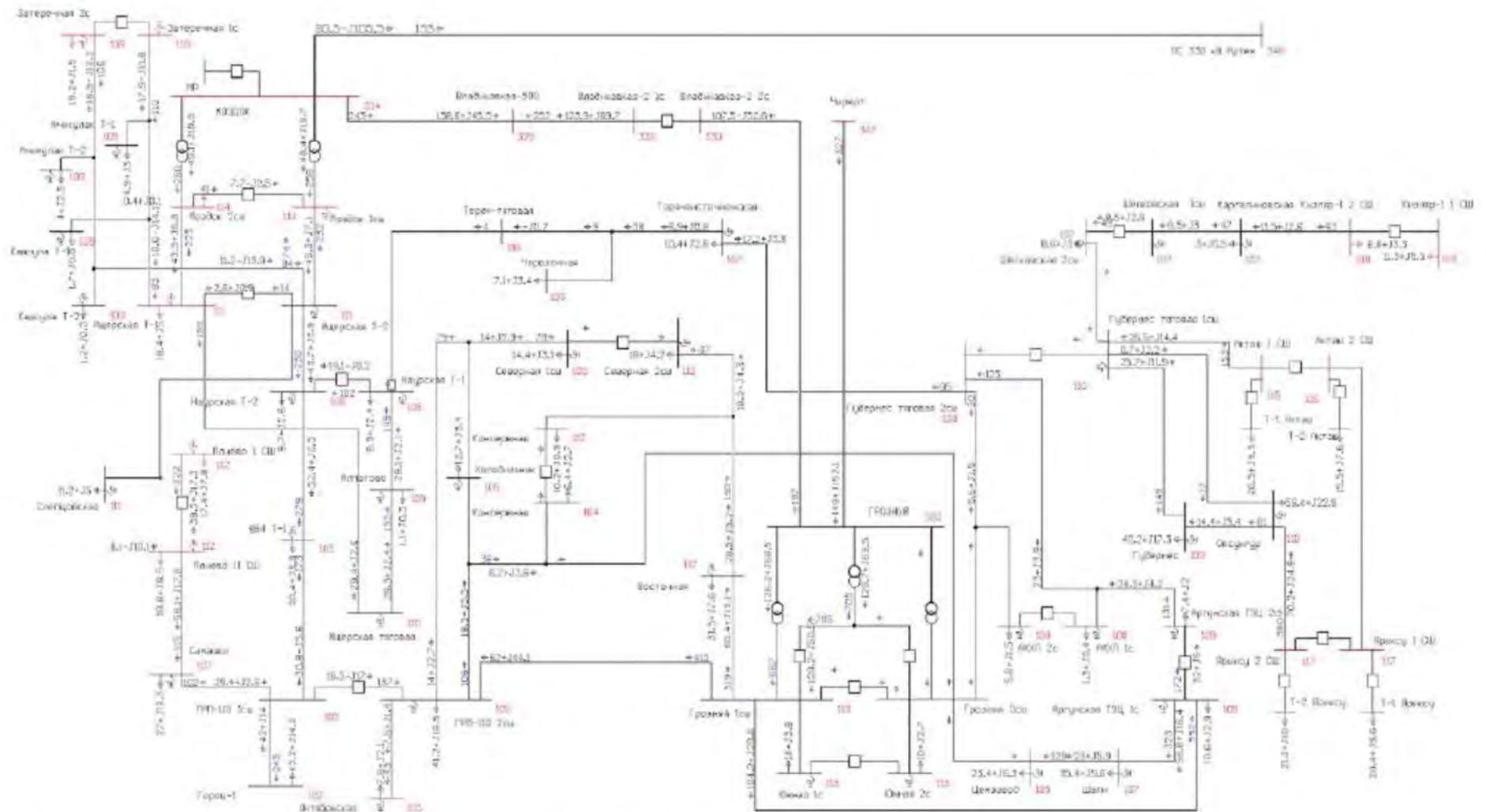
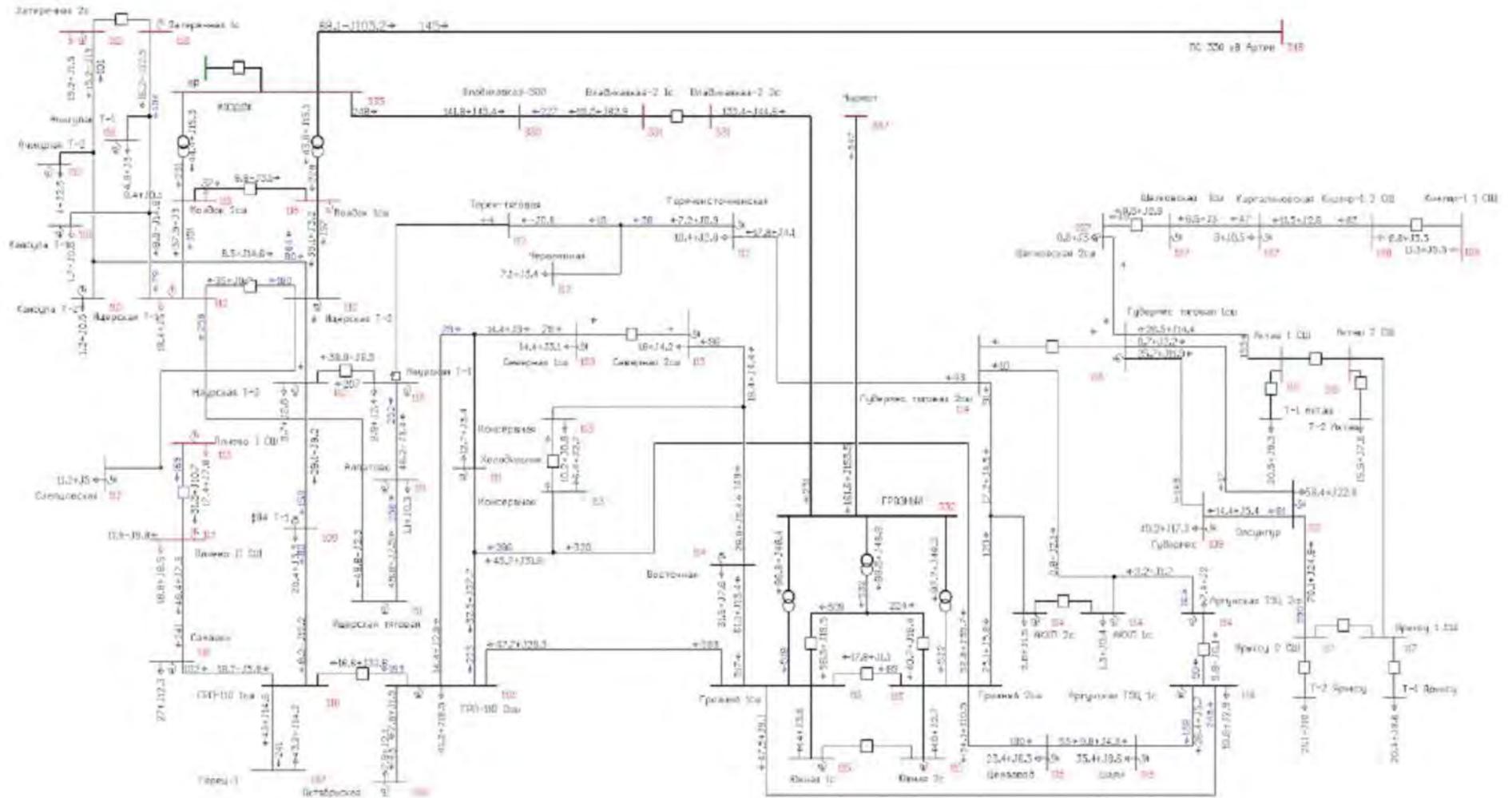


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный



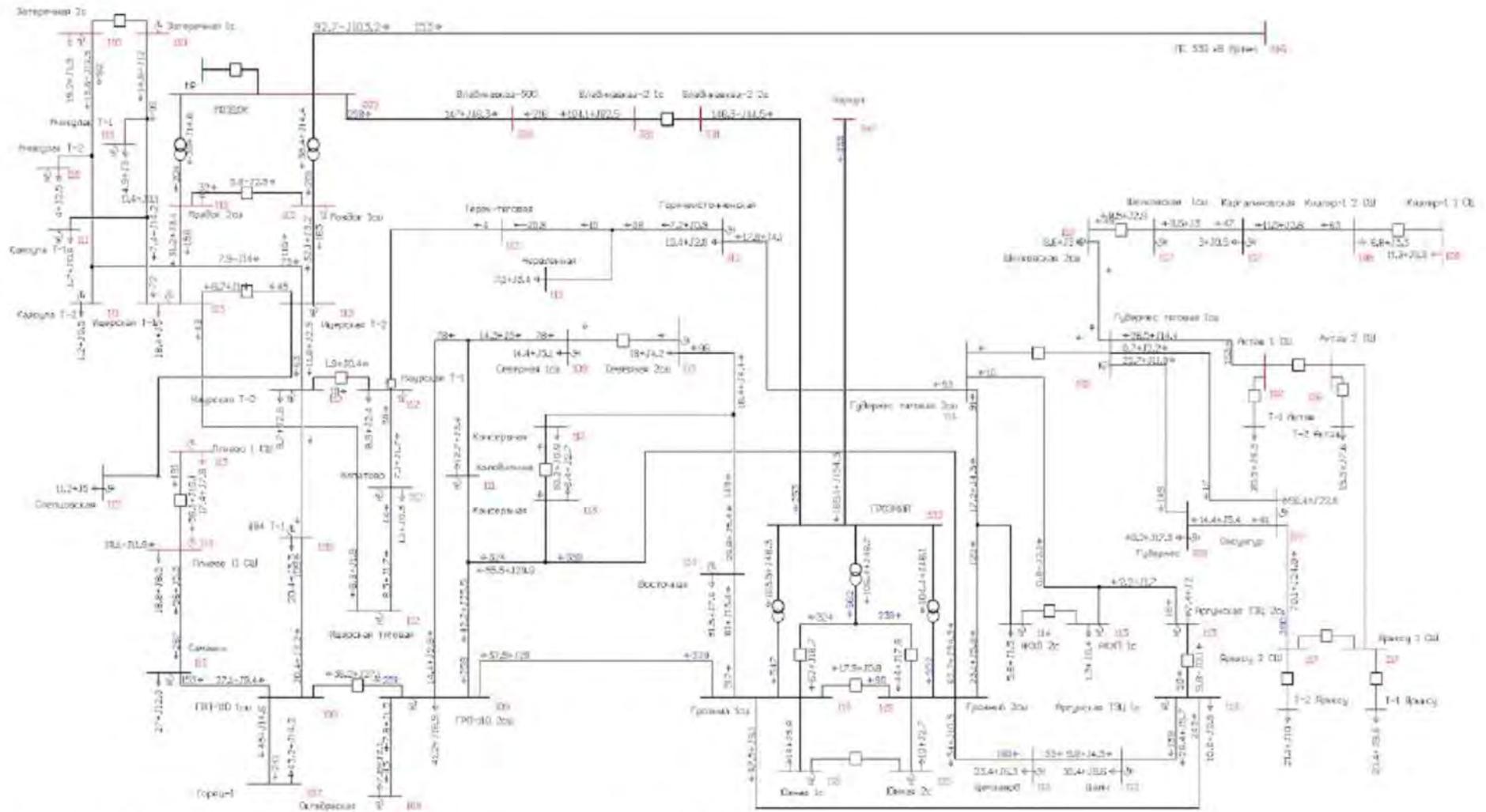


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)

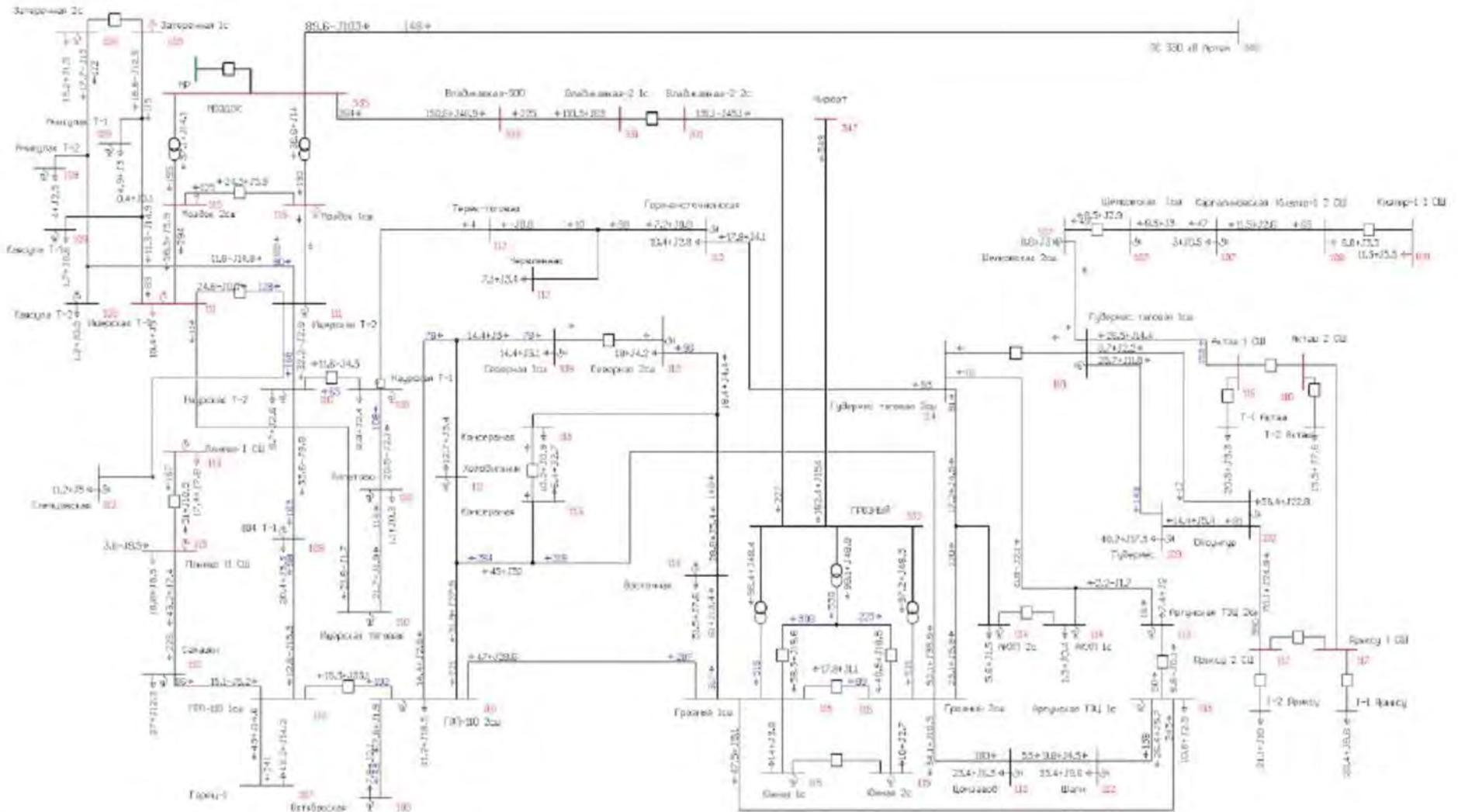


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

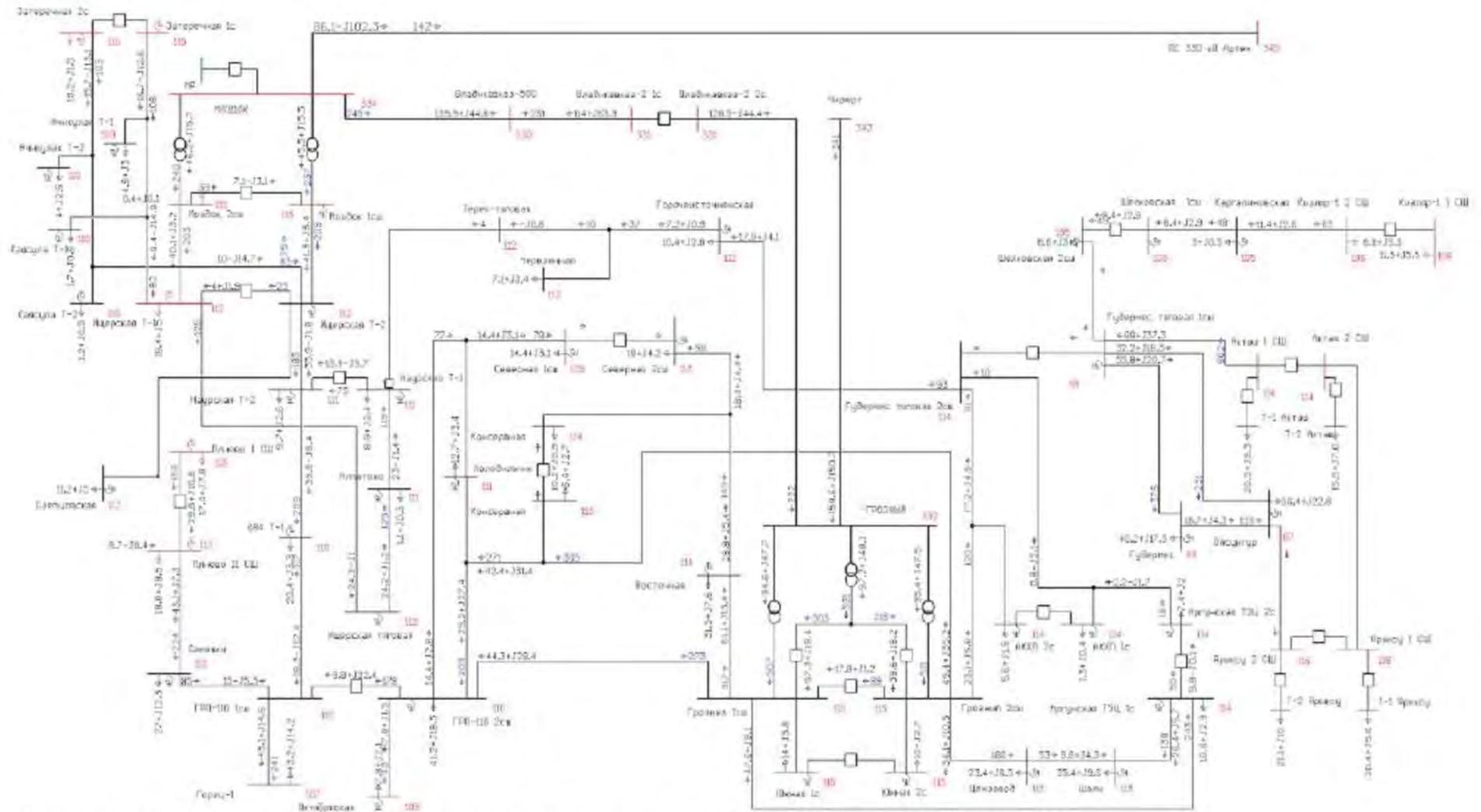


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)

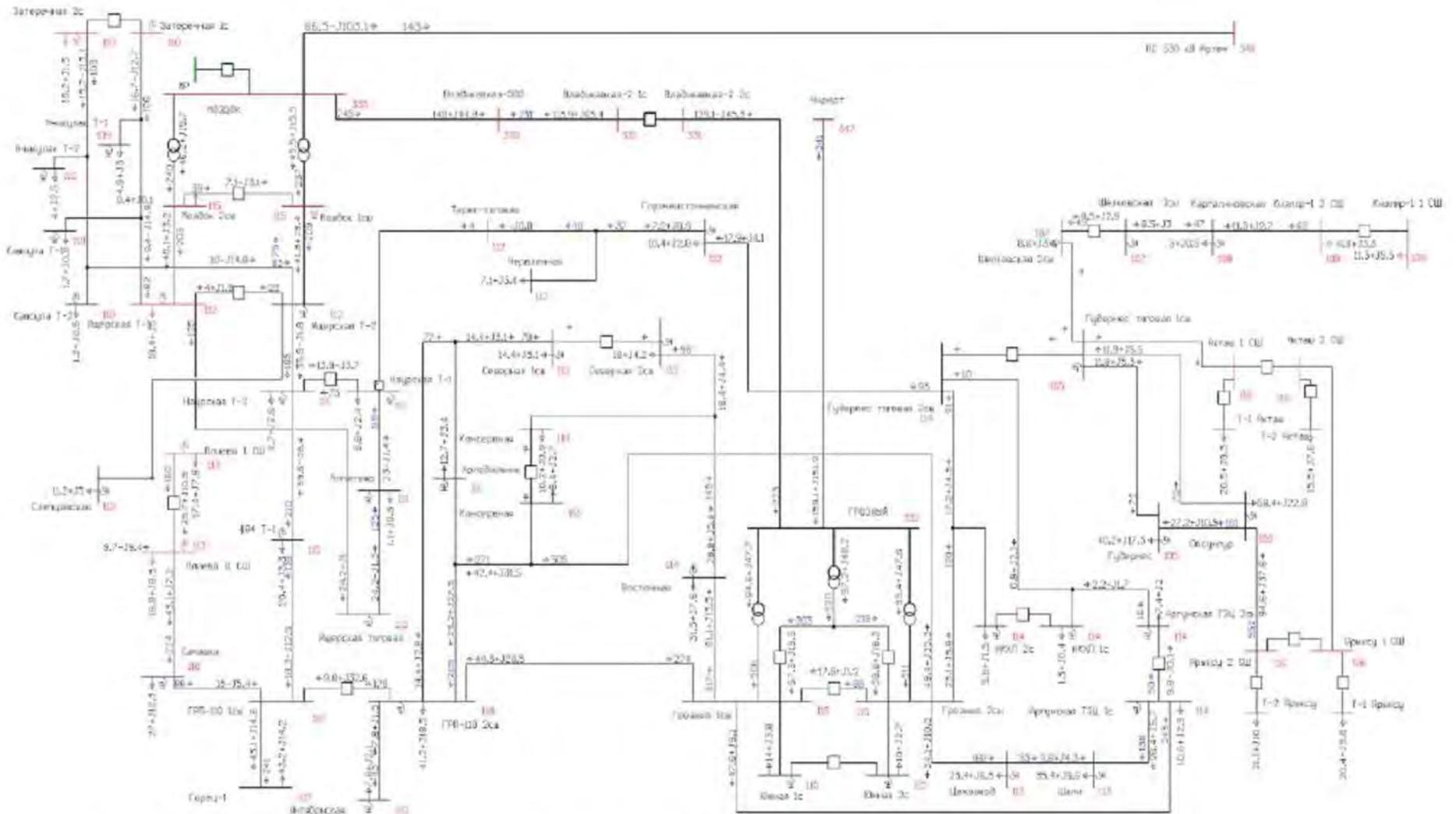


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)

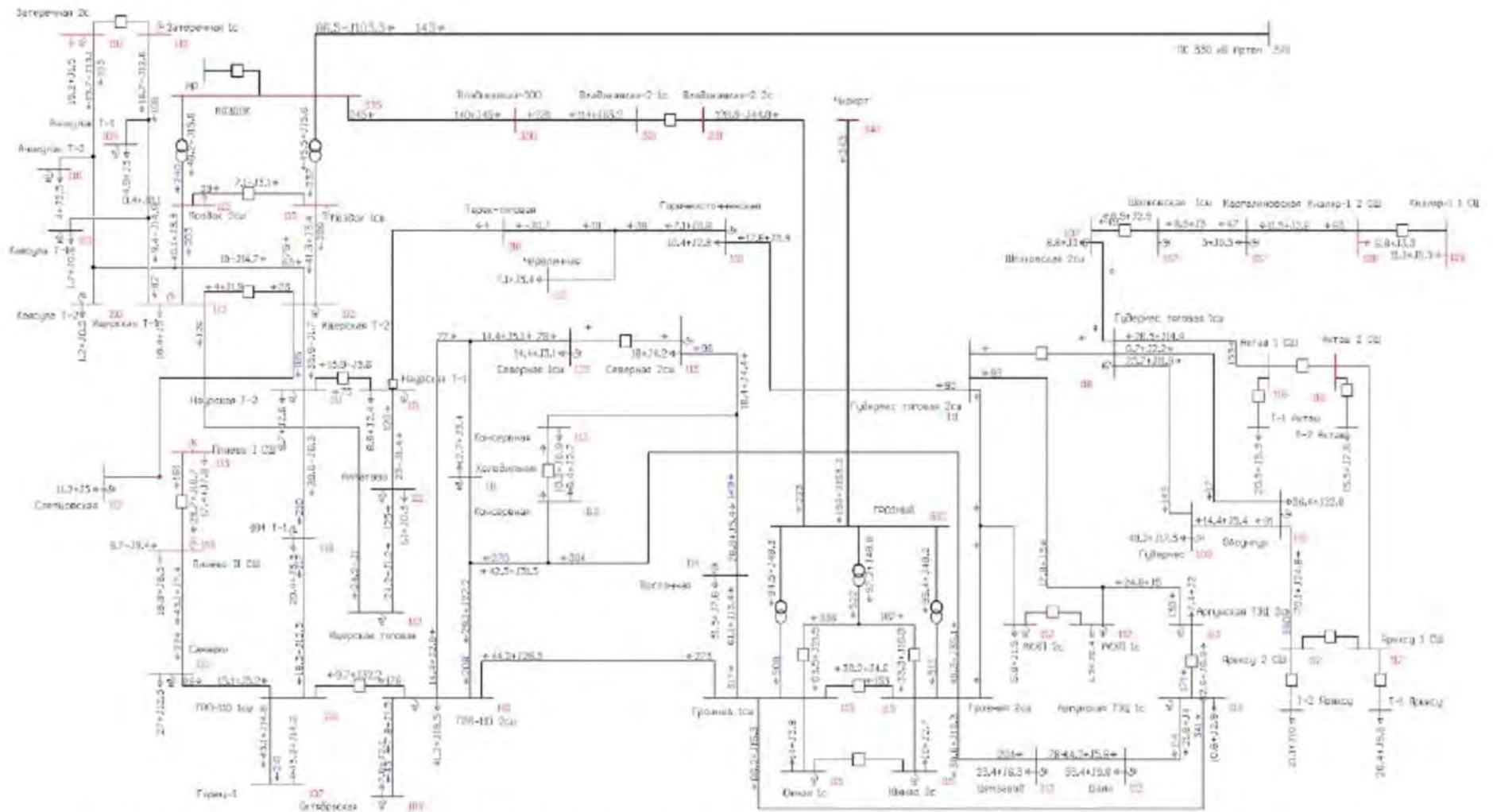


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)

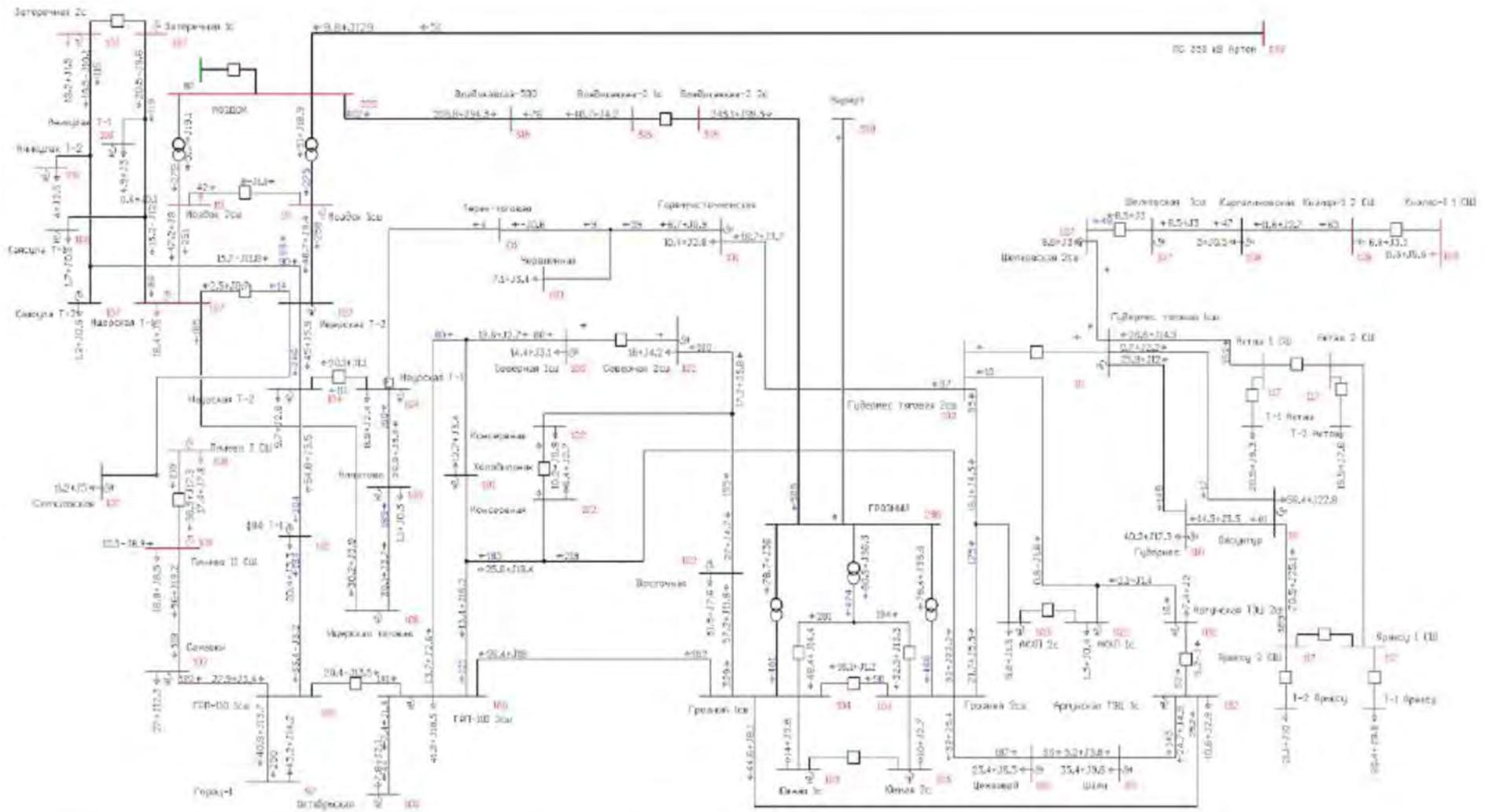


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт

**Приложение РВ-ЗМ-2016-Таблицы**

**Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2016 года.**

**РВ-ЗМ-2016-1 Режим: нормальный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	507
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	511
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	521
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	49	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	242
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 107 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	90	477
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	91	482
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	93	491
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	80	489
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	242
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	317
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	50	268
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	46	243
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	43	219

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 104 кВ.  
Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 116 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	508
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	512
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	522
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	49	303
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	552/600	58	303
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318
ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	558/600	46	241

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 107 кВ.  
Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	132	722
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	134	736
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	40	265
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	47	244
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	60	320
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	52	272
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	48	252
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	44	222

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 105 кВ  
Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 113 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	104	563
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	106	573
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	80	480
ВЛ 110 кВ Ярыкеу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	552/600	58	302
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	51	272
ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)		47	240
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	46	240
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	43	218

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 105 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 116 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	126	687
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	130	705
ВЛ 110 кВ Ярыкеу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	59	323
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	630/630	58	313
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	60	319
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	52	279
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	45	231
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	44	229

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 102 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 113 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	518
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	98	522
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	100	532
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	53	319
ВЛ 110 кВ Ищерская – Ищерская-Тяговая (Л-171)	471/550	50	258
ВЛ 110 кВ Ищерская-Тяговая – Алпатово (Л-172)	471/500	50	258
ВЛ 110 кВ Наурская – Алпатово (Л-173)	471/565	48	252
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	243
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	46	239

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 107 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р.(МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	104	547
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	104	552
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	106	562
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	63	358
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	243
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	56	287

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 107 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	516
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	521
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	530
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	52	317
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	243
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	58	294

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 107 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	507
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	511
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	521
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	88	<b>607</b>
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Тяговая (Л-126)	471/565	56	378
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	49	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	242
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур **87** кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
---------------	-------------------------------------------------------------	------------------------------	----------------------------

АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	506
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	511
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	520
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	95	552
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	49	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	242
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 105 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	508
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	95	512
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	522
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	66	340
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	49	303
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	318

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 107 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	79	461
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	79	466
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	81	474
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	55	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	45	252

ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	56	316
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	57	330
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	49	257
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	45	245
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	32	217
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	47	249

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 97 кВ.

Максимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур 111 кВ.

**РВ-ЗМ-2016-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	83	464
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	83	469
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	85	477
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	70	391
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	63	325
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	55	296
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	32	261
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	47	243
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	319
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	44	225
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	45	236

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 106 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 114 кВ.

## Приложение РВ-ЗМ-2017-Графика

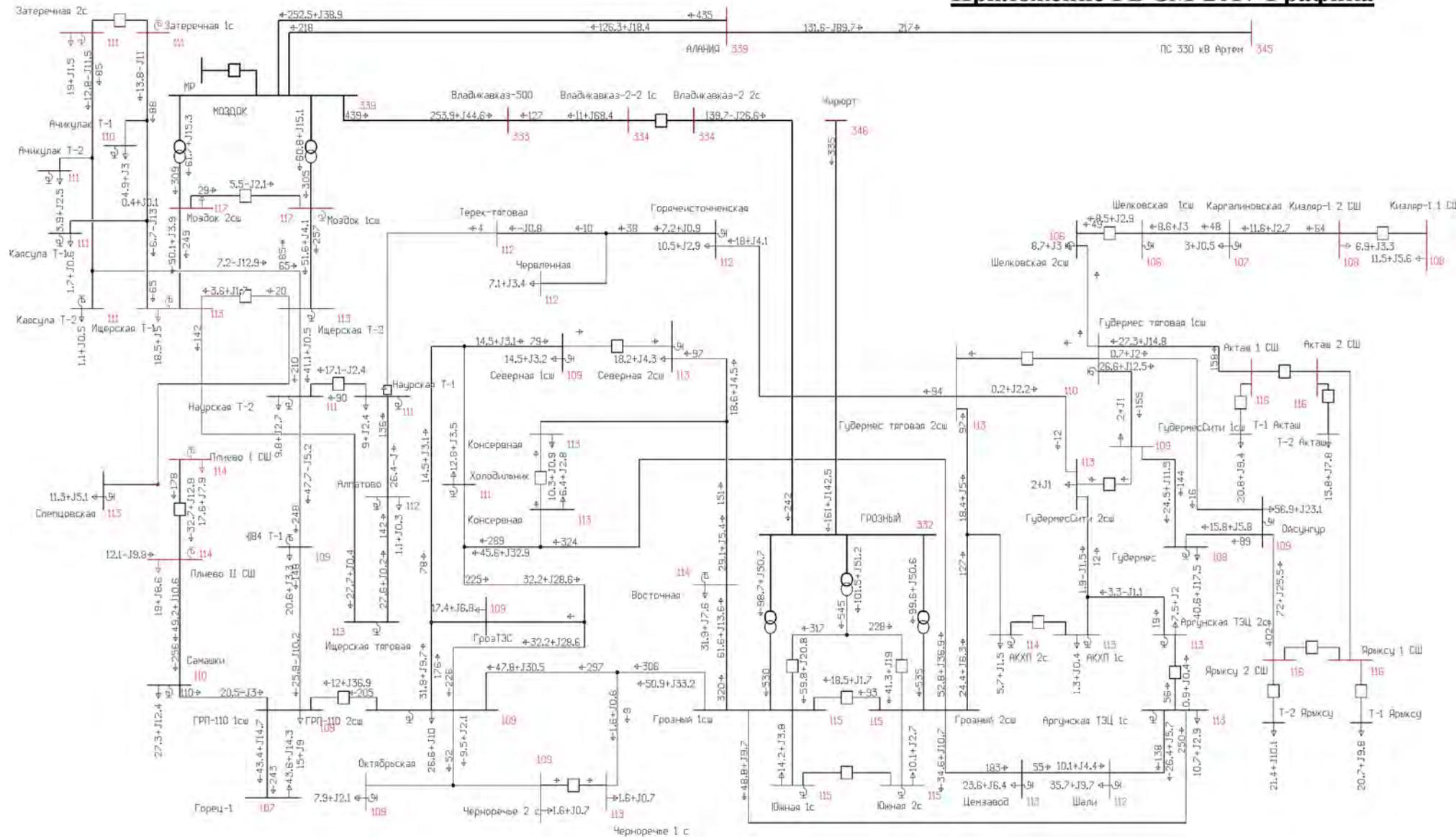


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-1      Режим: Нормальный

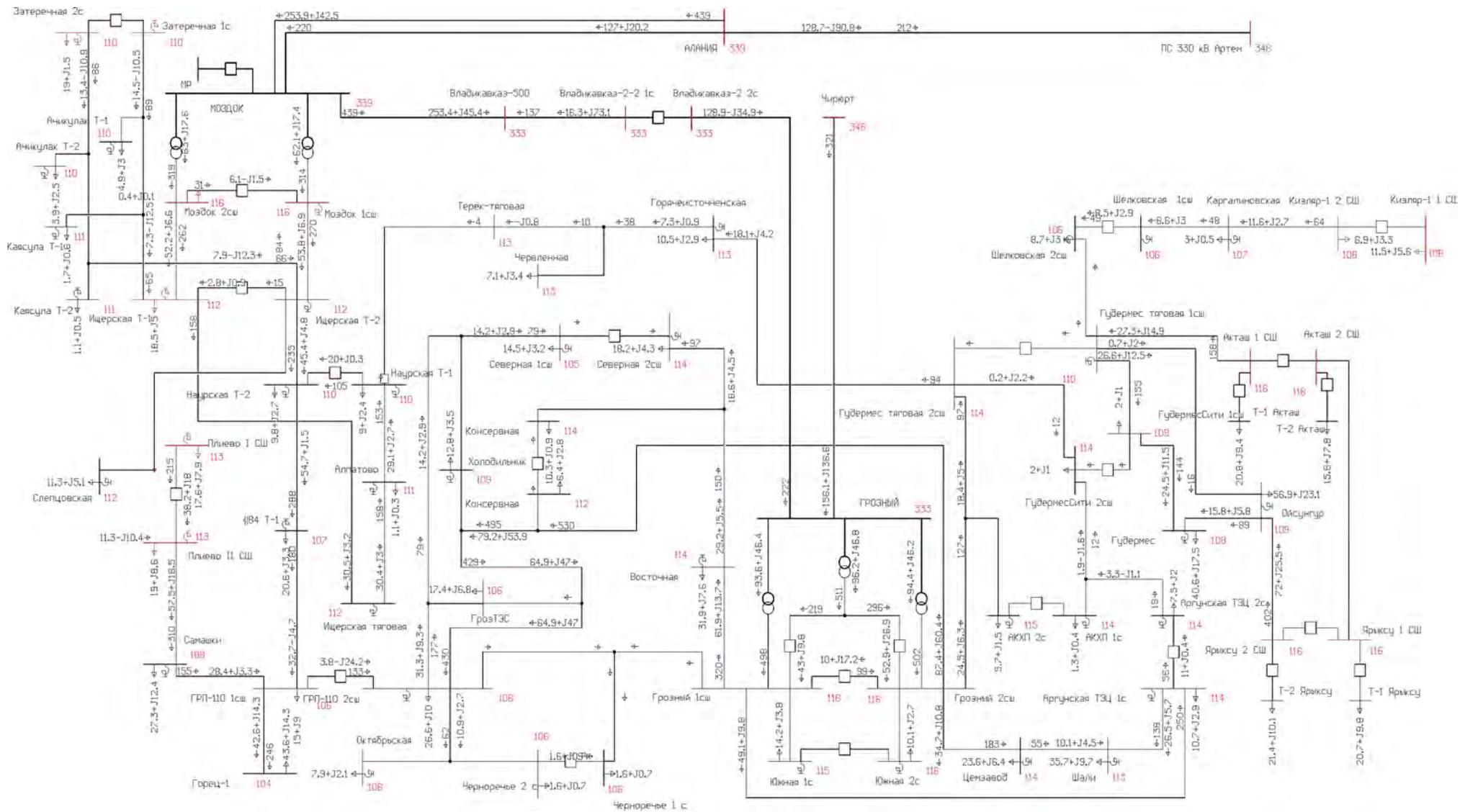


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-2      Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136)

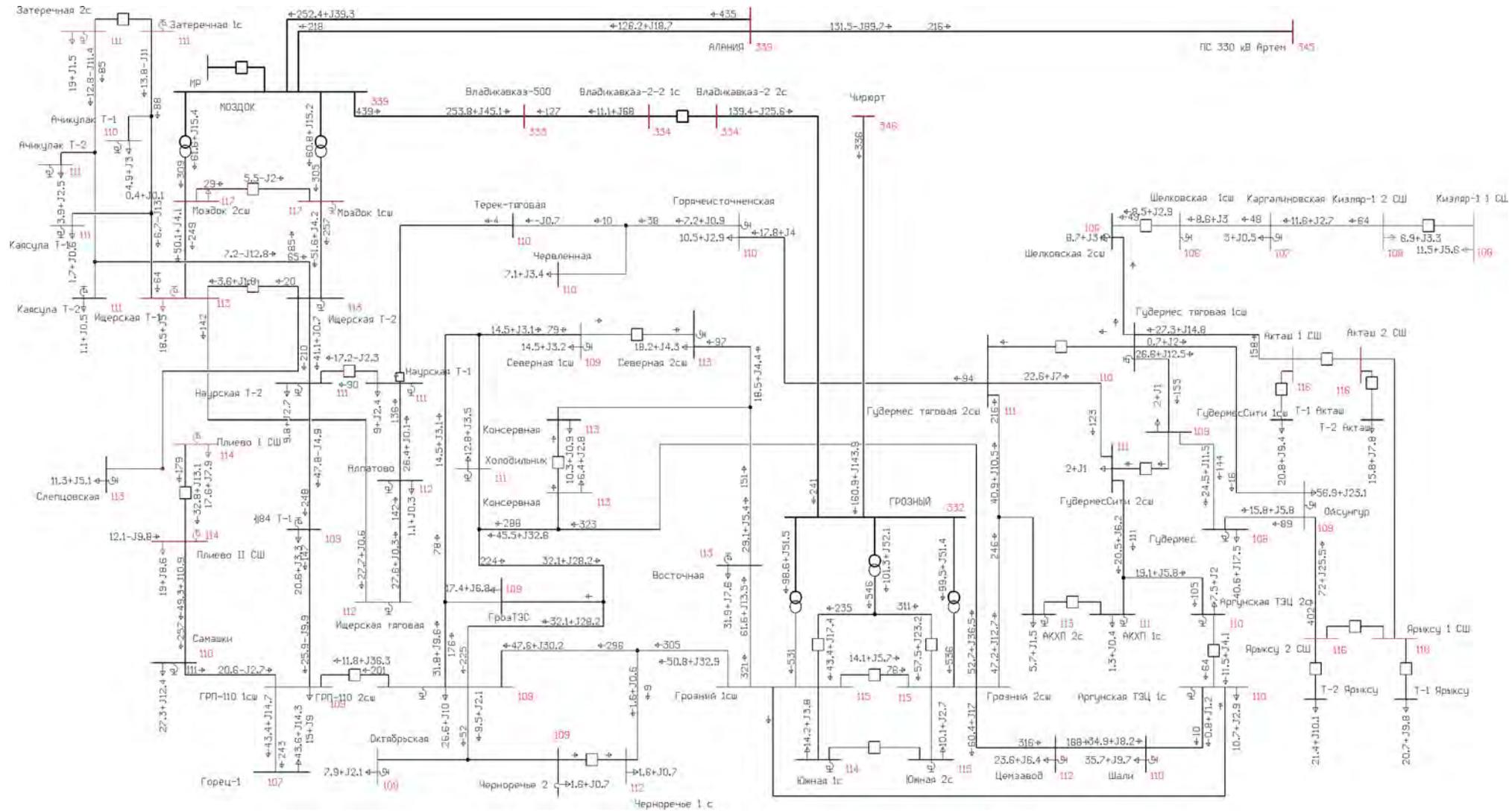


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-3

Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125)

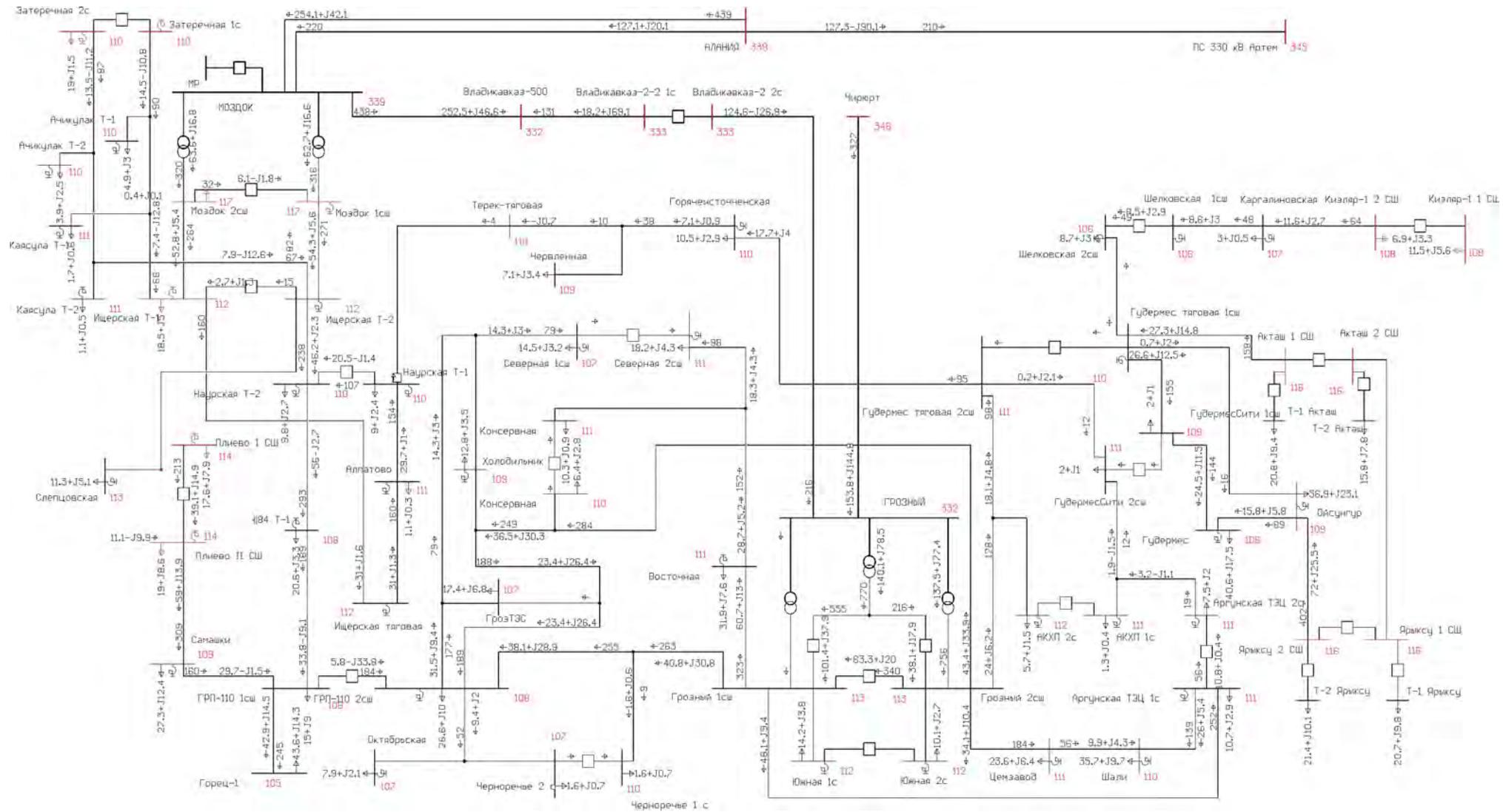


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

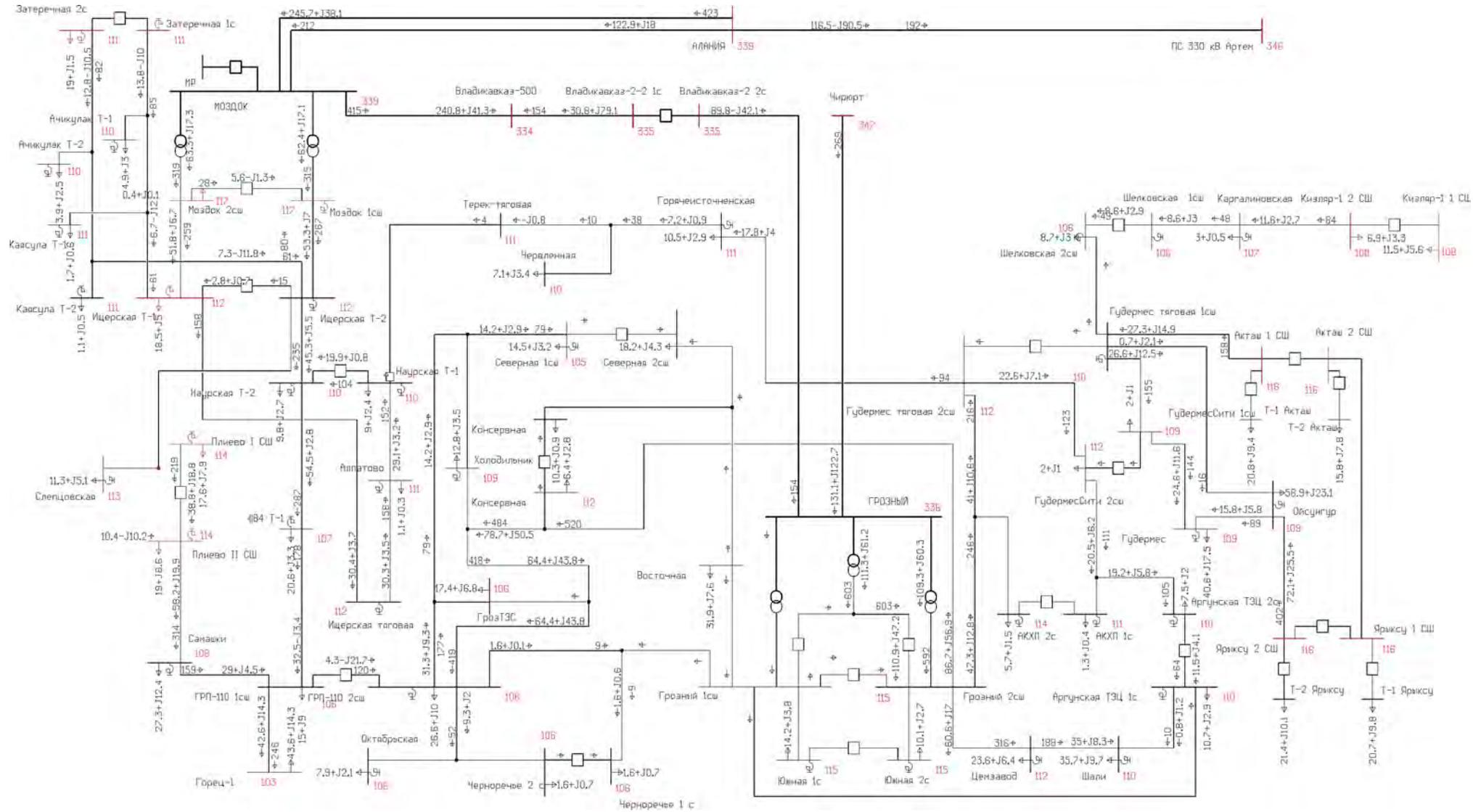


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

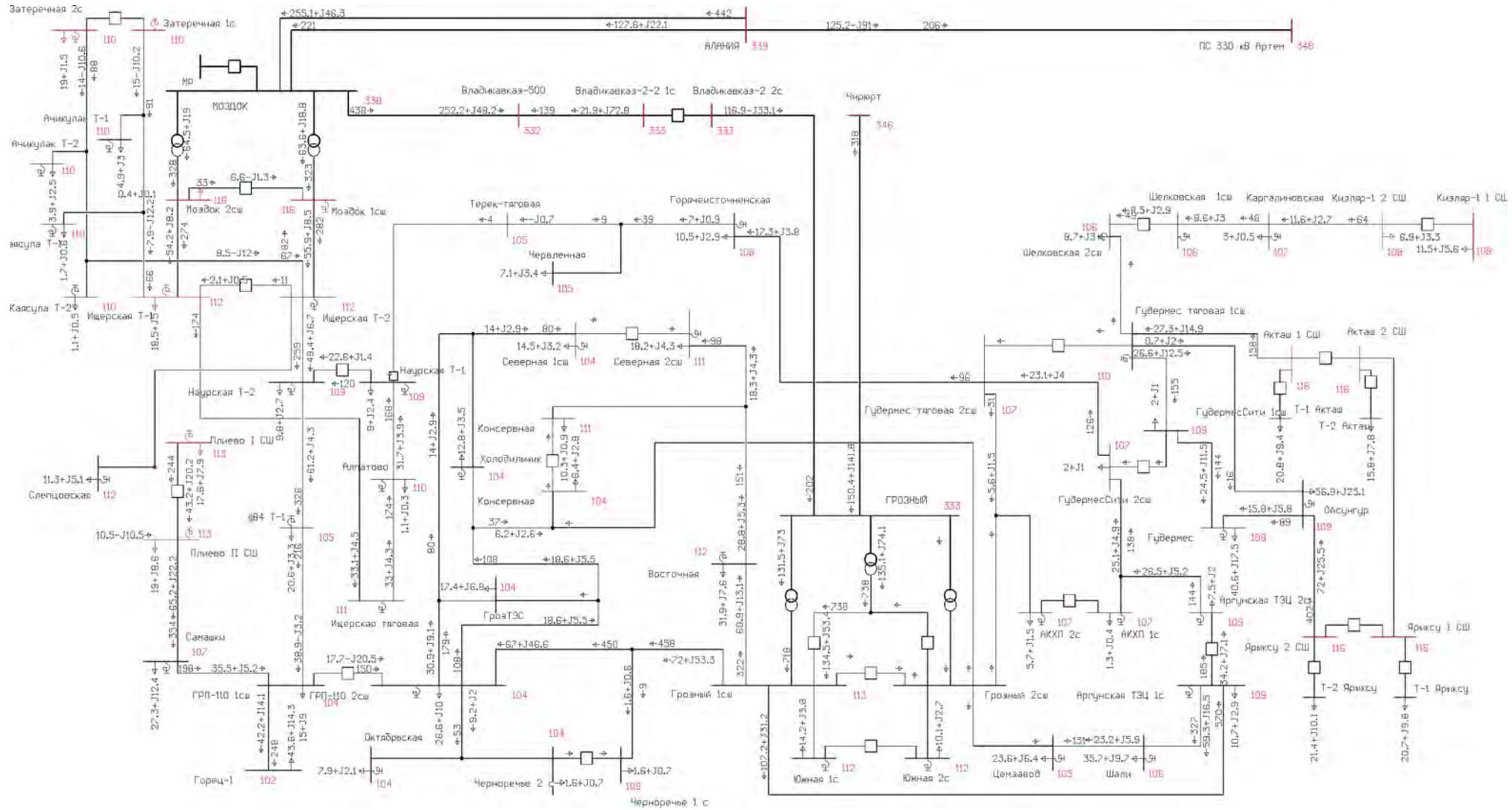


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 ст 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

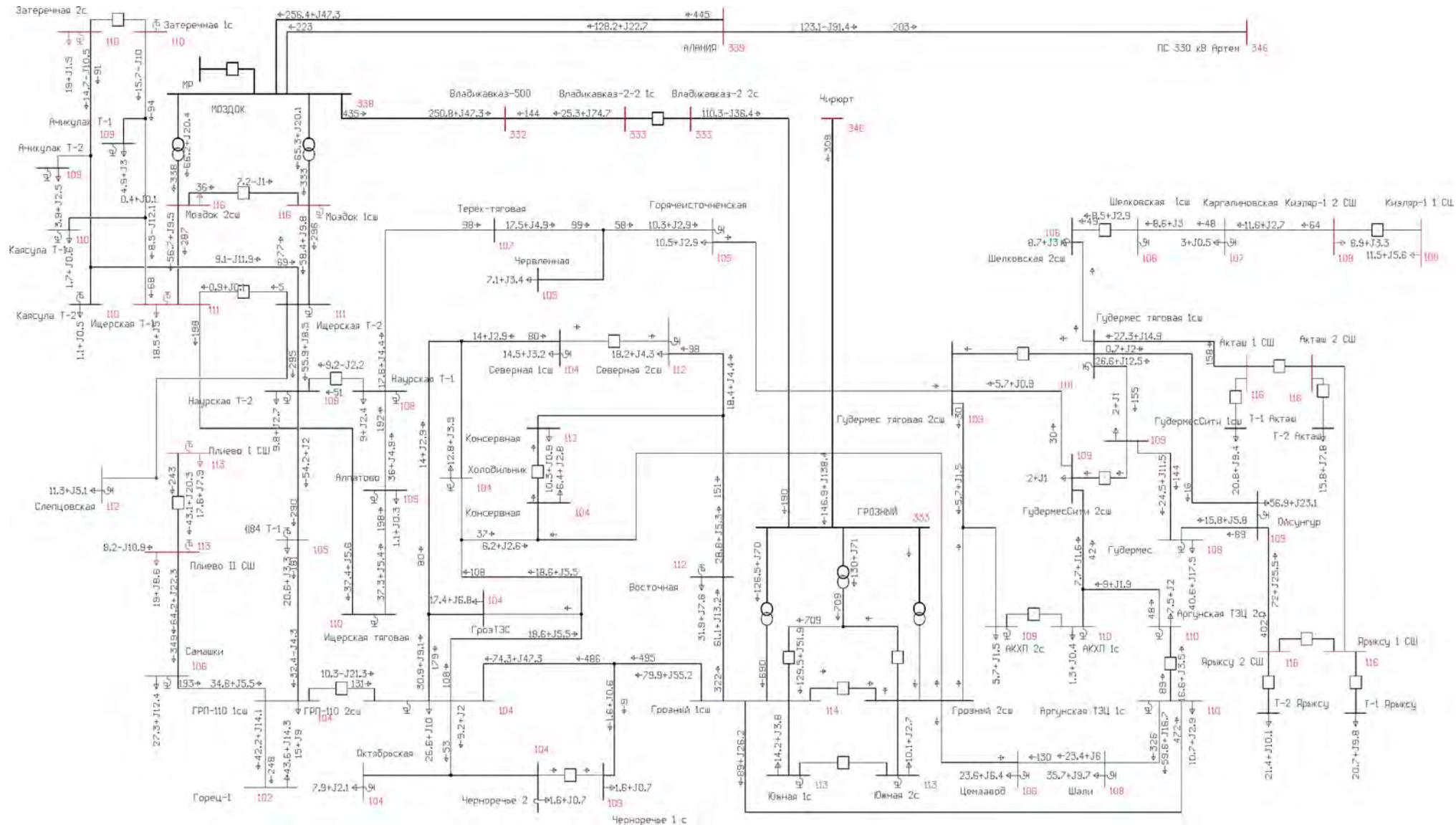


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-6.1 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с переносом нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес- Тяговая.

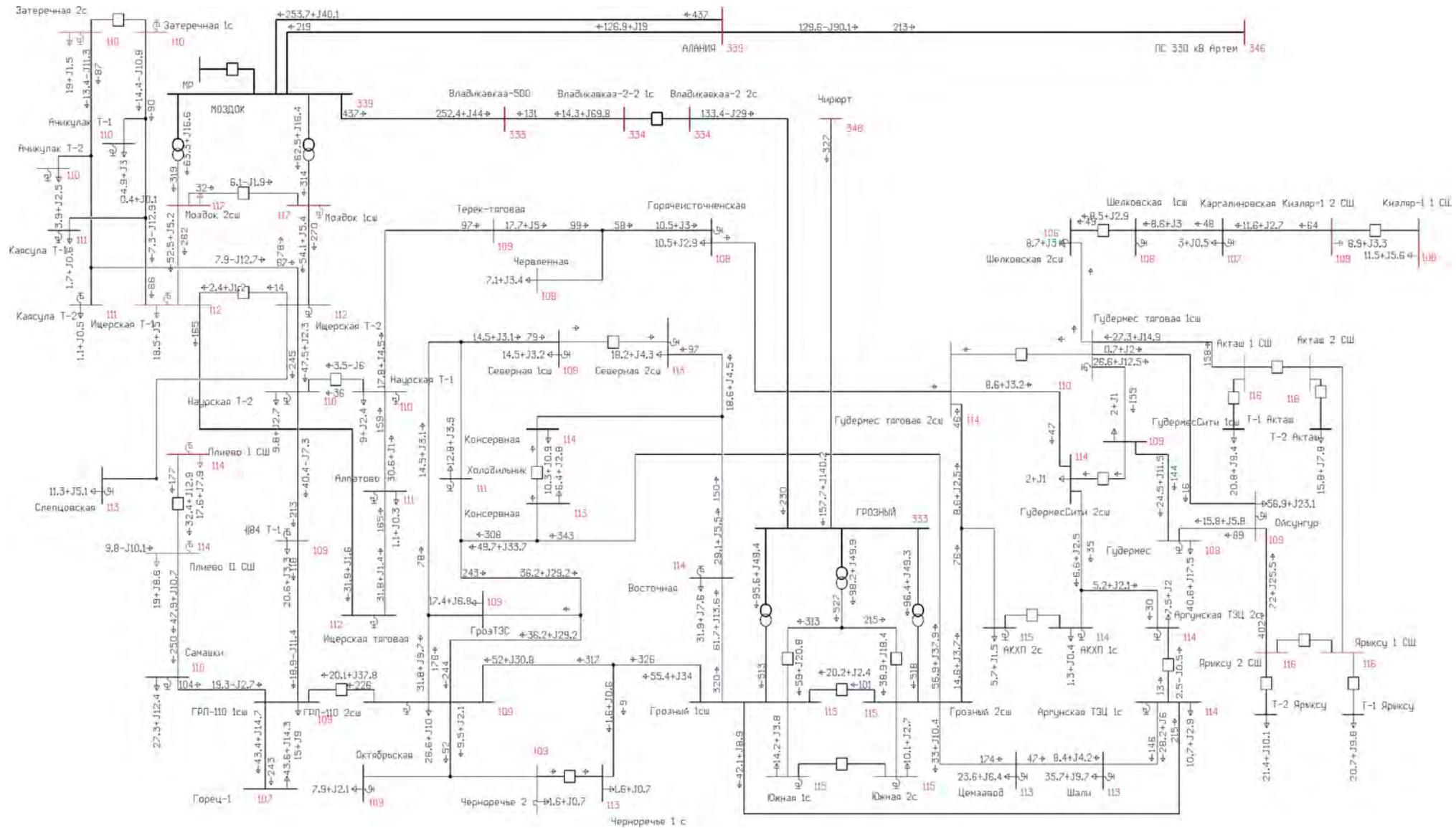


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-6.2 Режим: Нормальный с переносом нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.

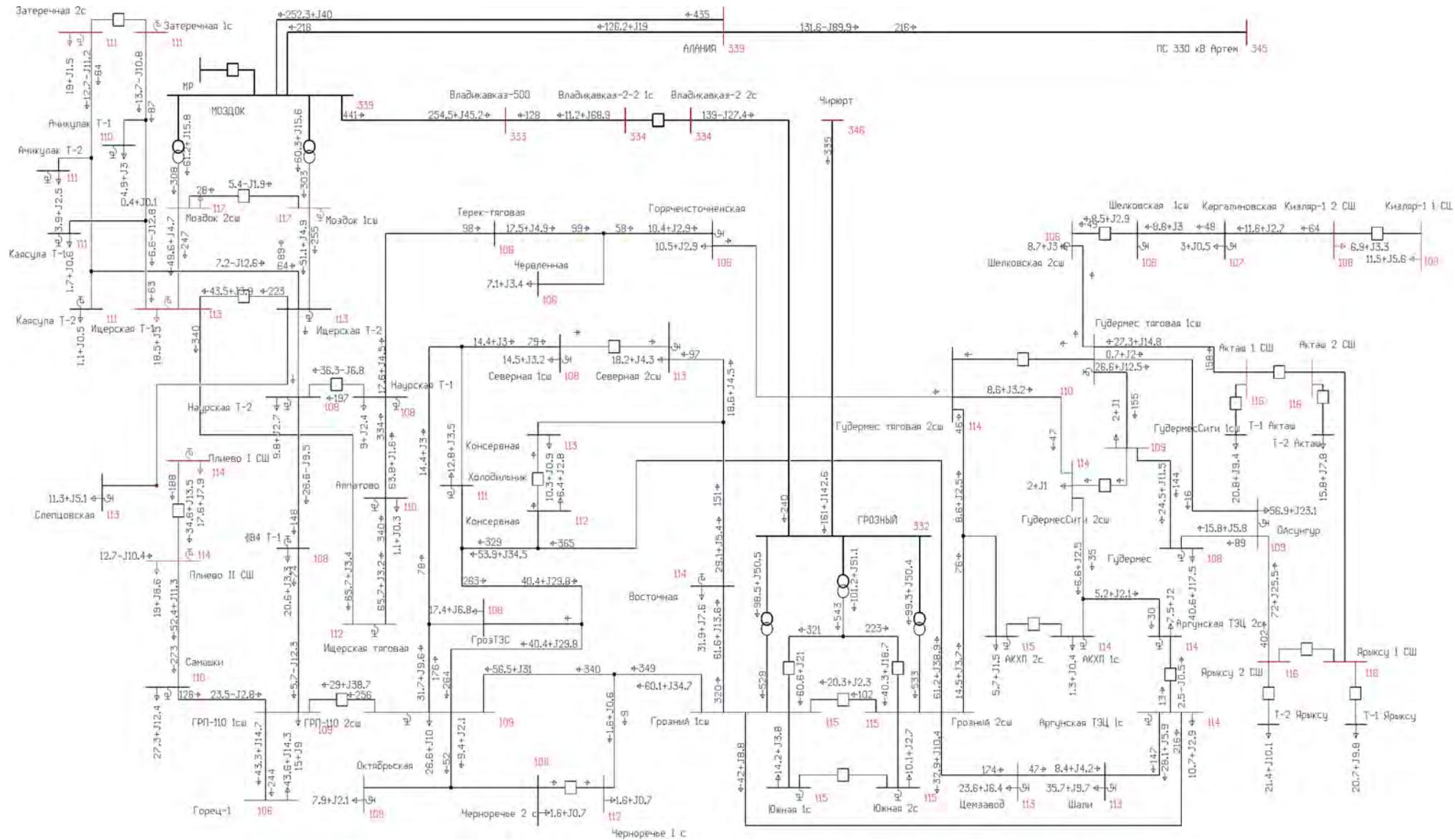
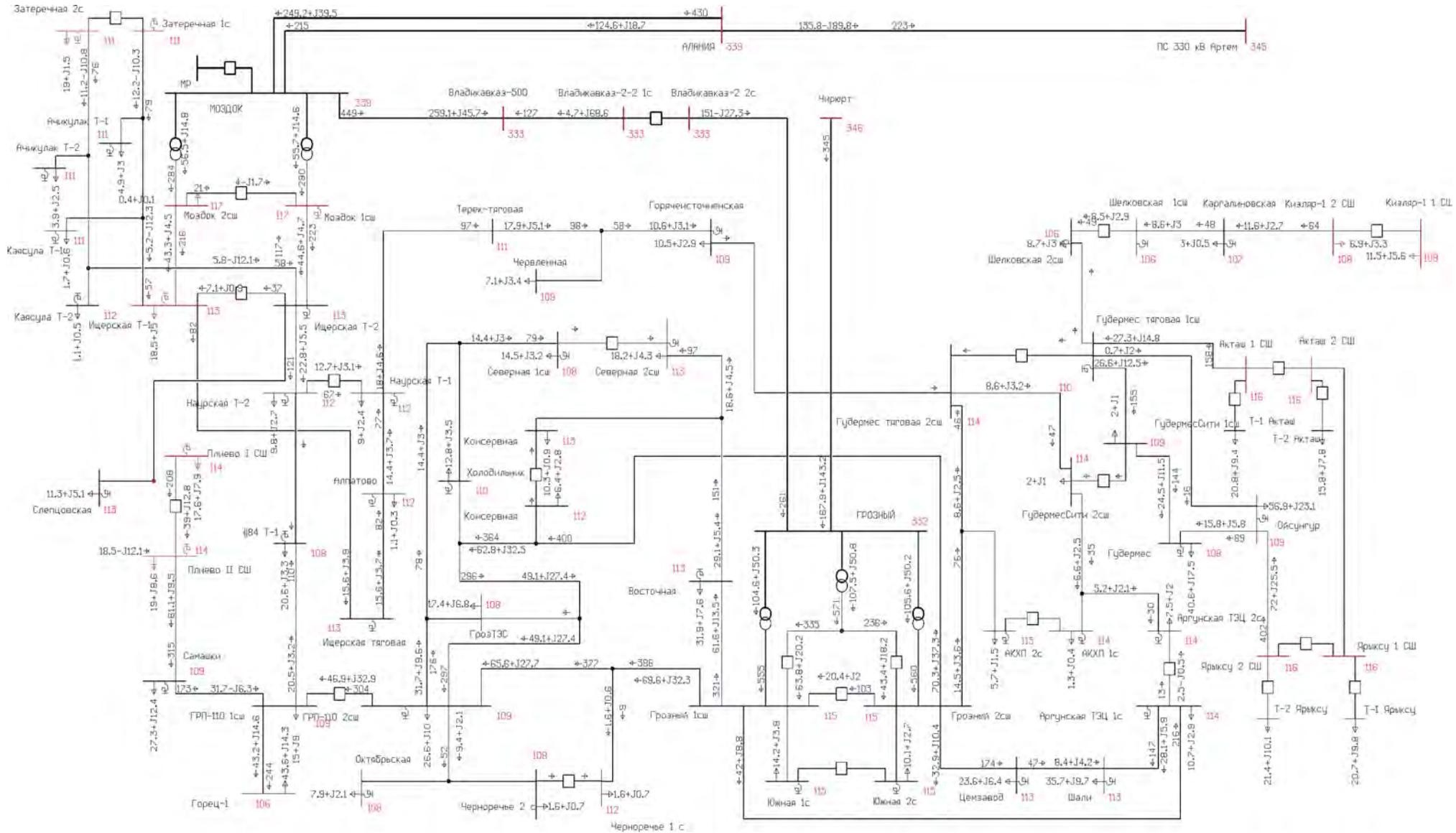


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130)



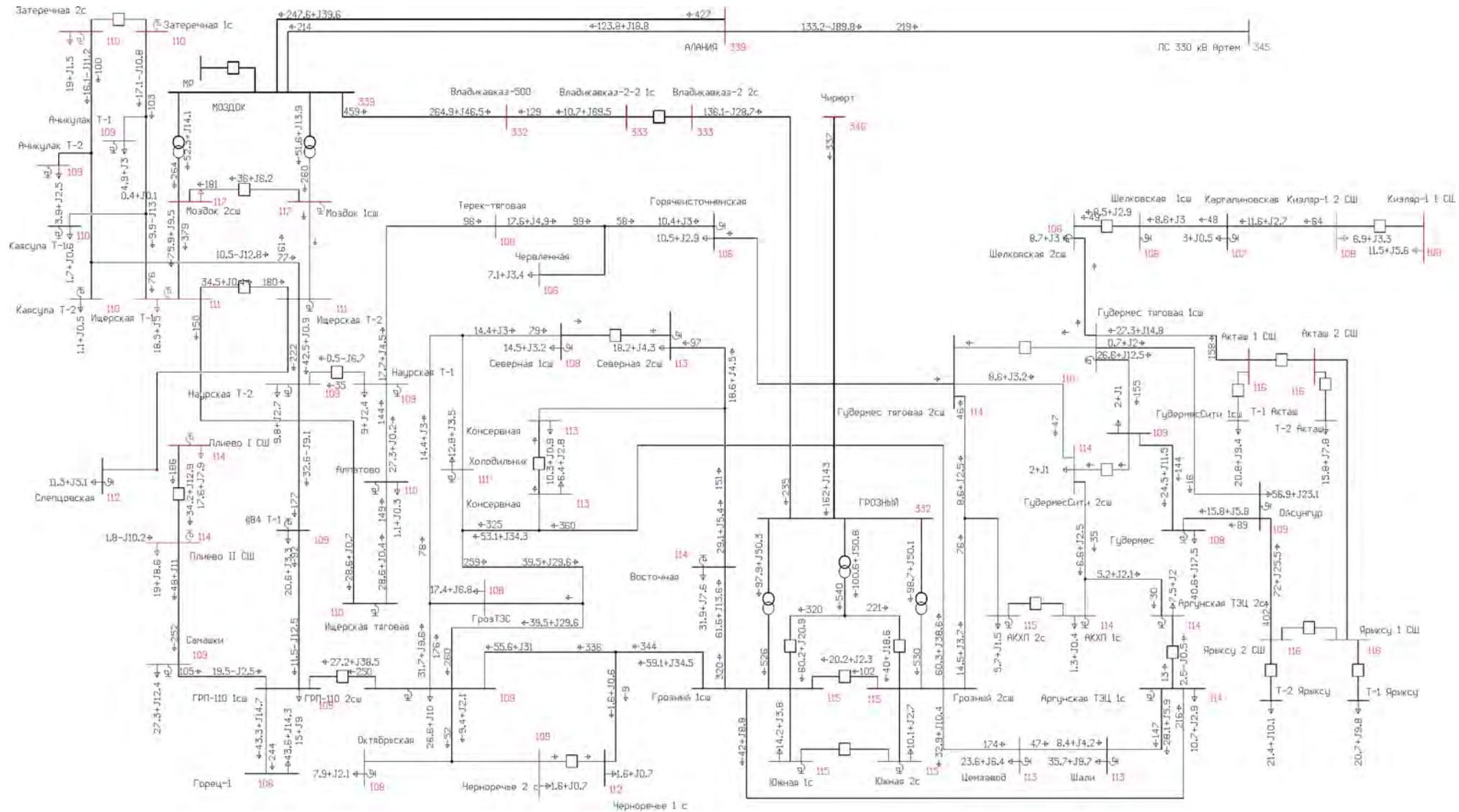


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

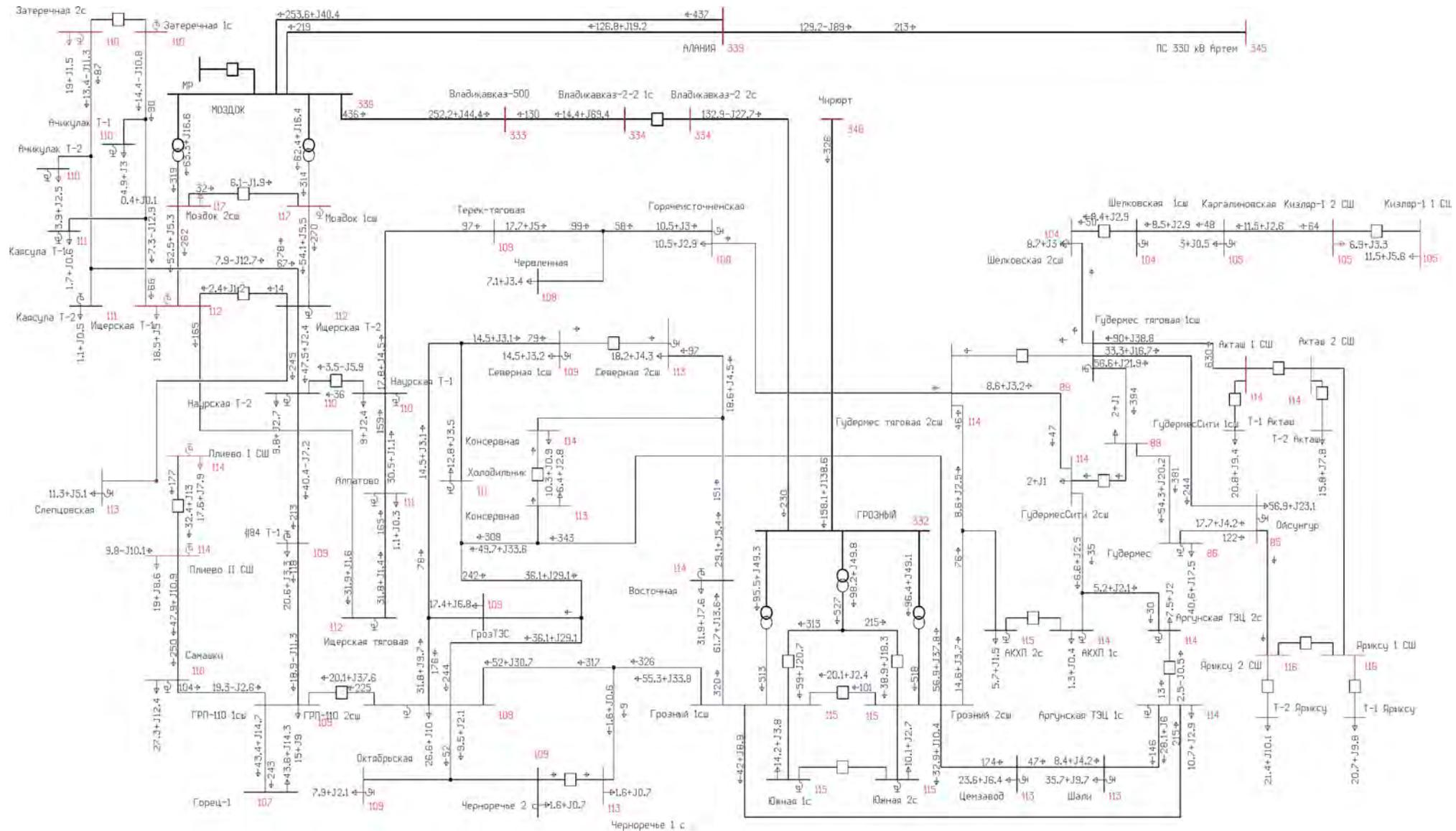


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярксу-Ойсунгур(Л-128)

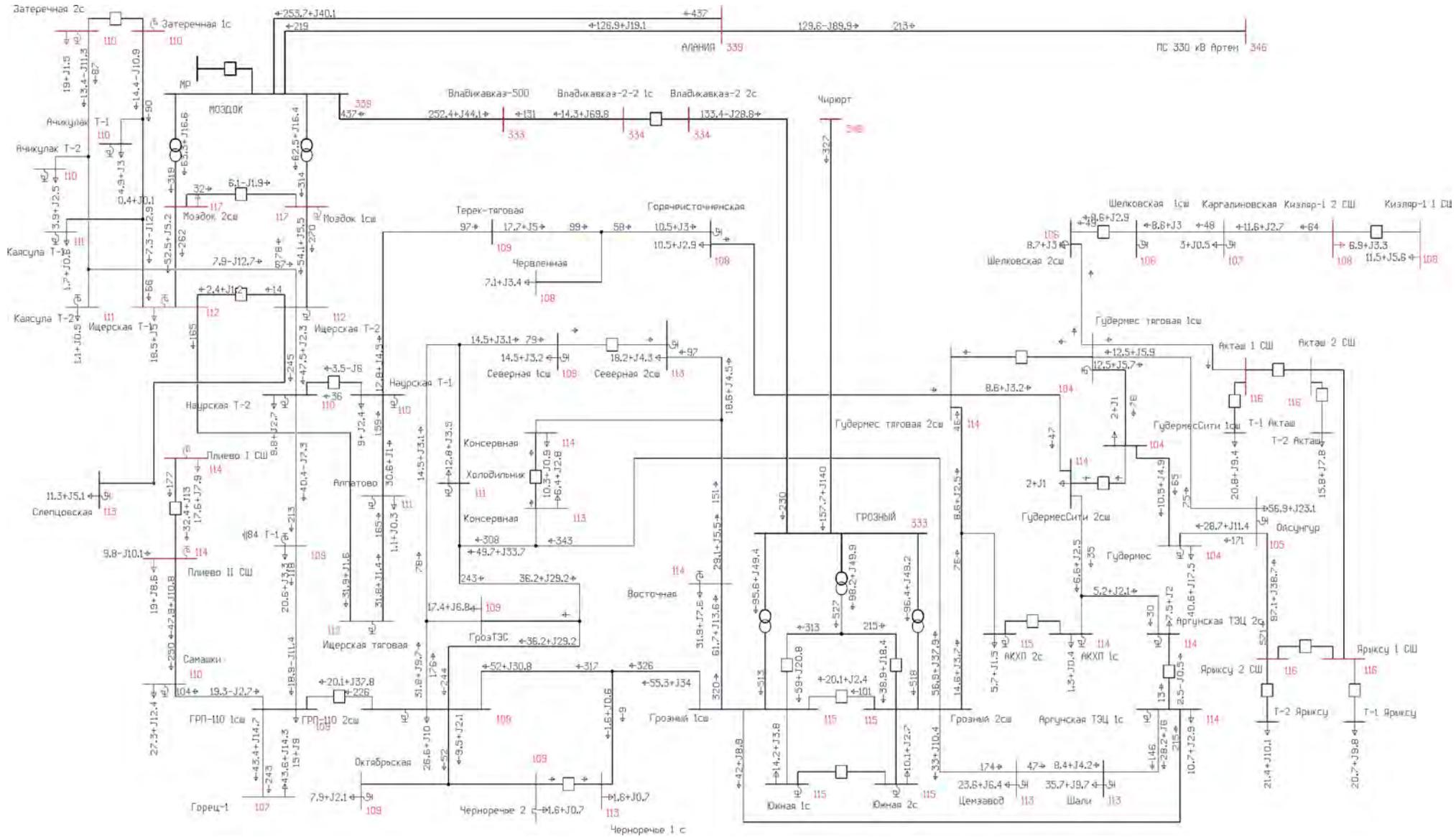


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)

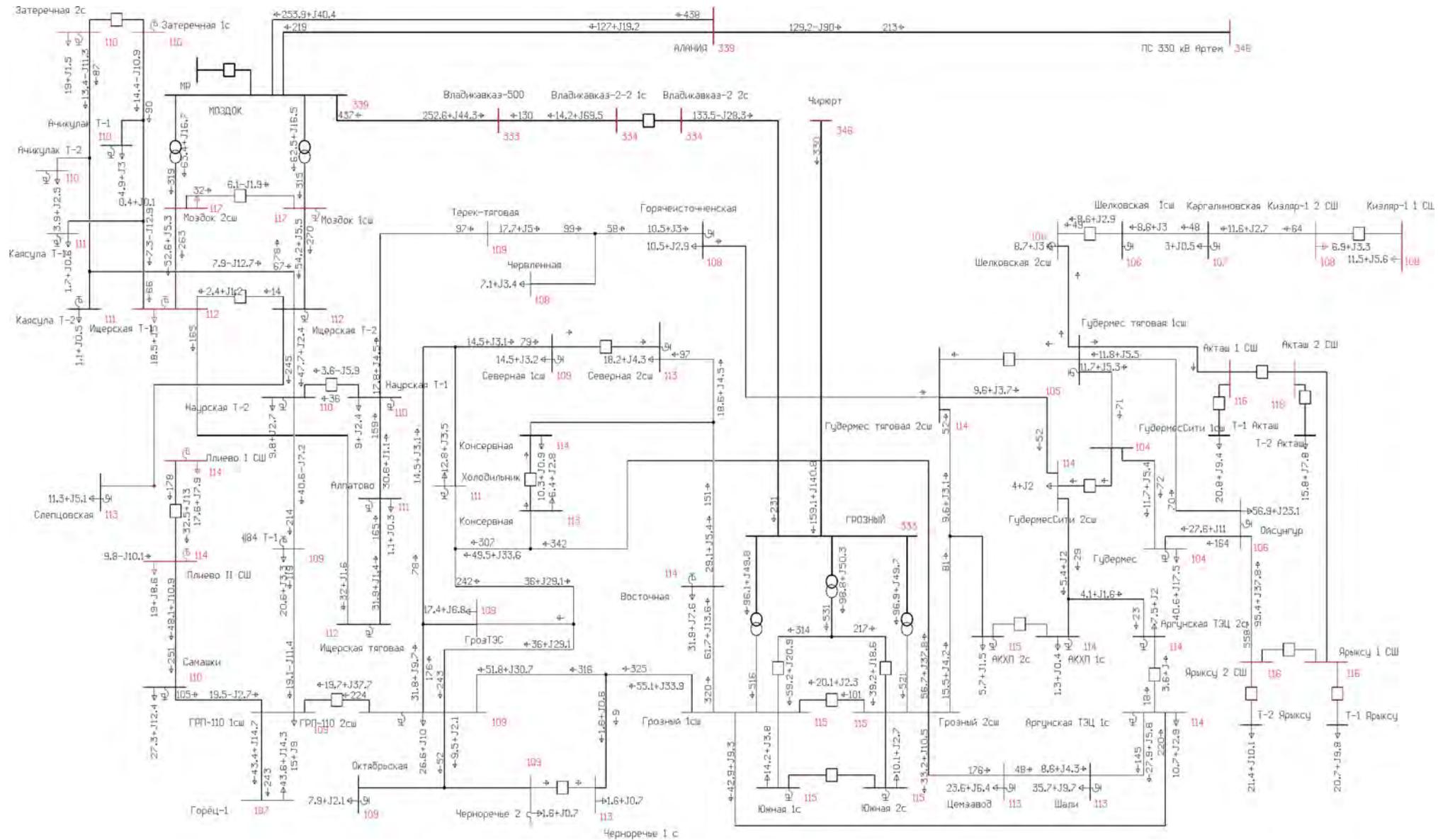


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-11.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.

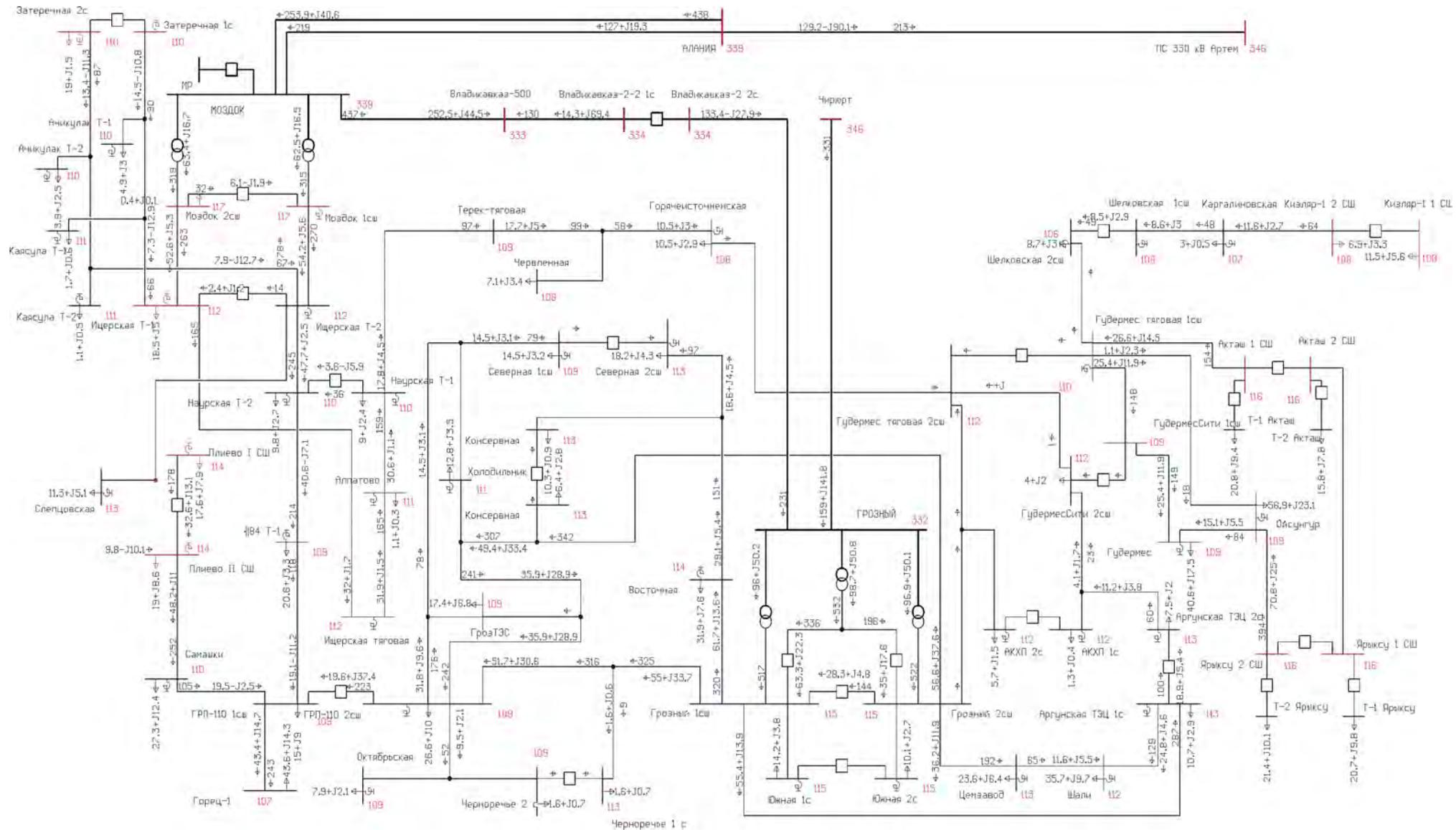


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.

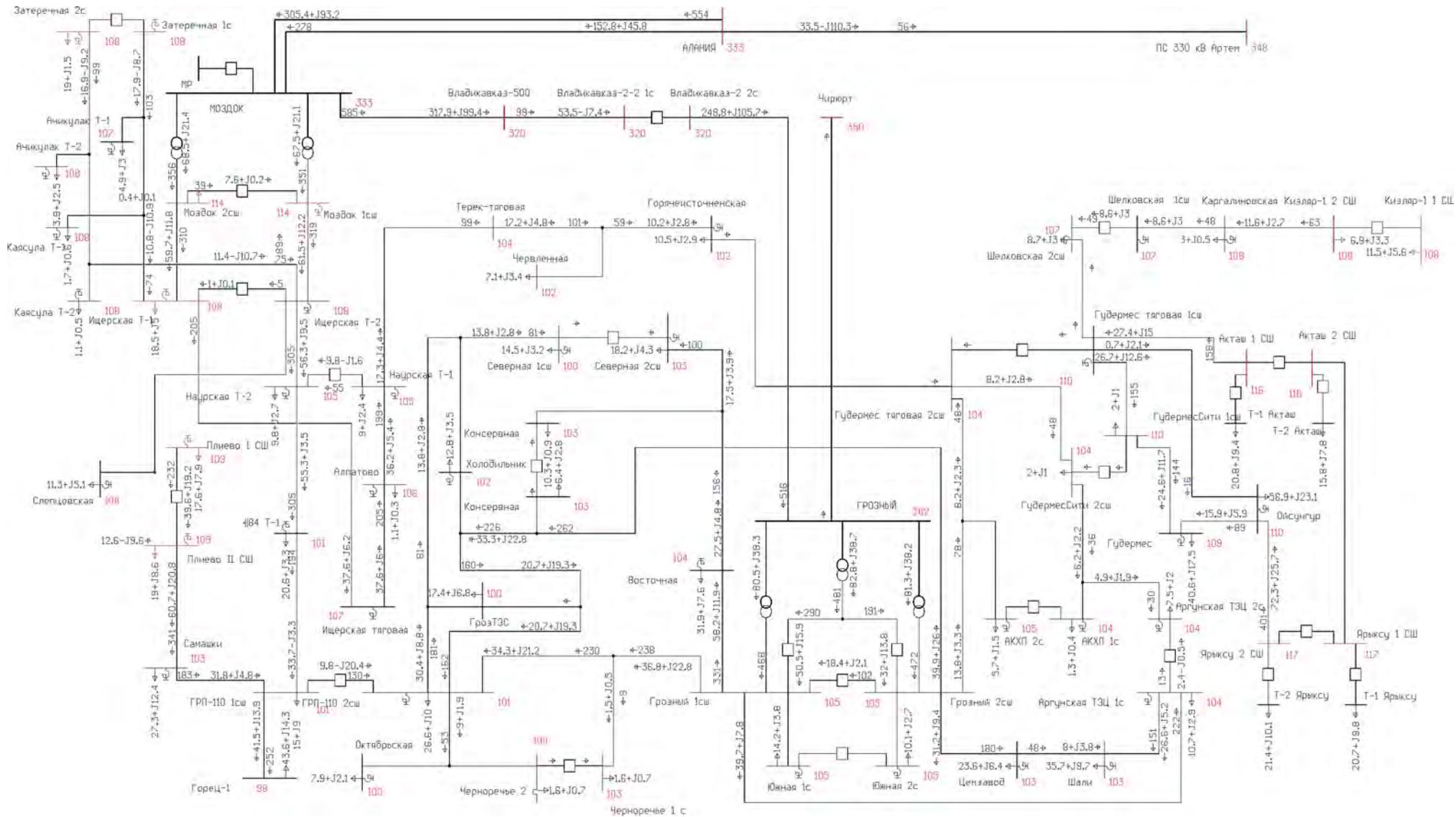


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт

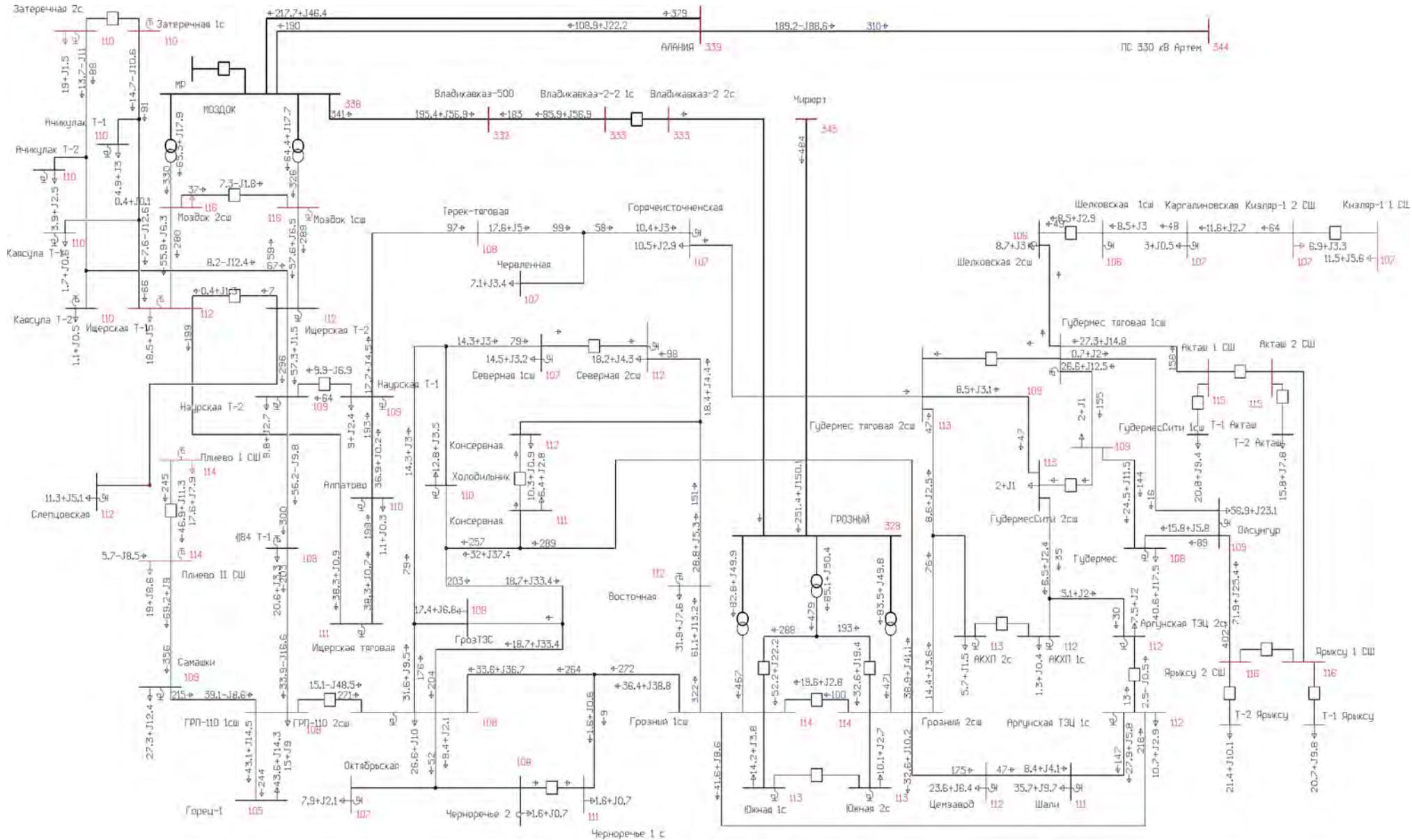


Рисунок № РВ-ЗМ-2017-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный

**Приложение РВ-ЗМ-2017-Таблицы****Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2017 года.****РВ-ЗМ-2017-1 Режим: нормальный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	530
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	100	535
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	102	545
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	53	323
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	49	250
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	52	256
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	48	249
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	49	255
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	50	249

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	94	498
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	94	502
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	511
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	87	529
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	49	249
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	58	308
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	55	288
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	269
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	320
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	52	261
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	45	235

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 104 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 116 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	531
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	100	536
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	101	546
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	53	322
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)		60	315

ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	52	256
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	48	249
ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	558/600	47	246
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	49	256
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	50	249

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	138	756
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	140	770
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	43	282
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	48	251
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	56	294
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	59	308
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	323
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	271
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	53	263
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	46	238

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 105 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 113 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	109	592
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	131	603
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	87	519
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	403
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)		61	315
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	58	312
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	55	286
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	53	266
ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	558/600	47	245
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	52	258
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	45	234

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 103 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	132	718
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0

АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	135	738
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	107	570
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	59	326
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	65	352
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	61	325
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	56	281
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	323
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	49	258
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	54	273

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 102 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 113 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-6.1 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с переносом нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес- Тяговая.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	127	690
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	130	709
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	89	471
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	60	325
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	64	347
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	58	295
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	56	294
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	54	290
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	322
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	57	286

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 102 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 114 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-6.2 Режим: Нормальный с переносом нормального разрыва с В-174 ПС 110 кВ Наурская на В-177 ПС 110 кВ Гудермес- Тяговая.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	513
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	518
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	98	527
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	57	342
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	269
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	215
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	48	244
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	53	261
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	48	249

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
---------------	-------------------------------------------------------------	------------------------------	----------------------------

АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	529
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	533
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	101	543
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	61	363
ВЛ 110 кВ Ищерская – Ищерская-Тяговая (Л-171)	471/550	66	340
ВЛ 110 кВ Ищерская-Тяговая – Алпатово (Л-172)	471/500	66	340
ВЛ 110 кВ Наурская – Алпатово (Л-173)	471/565	64	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	51	254
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	215
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	52	272
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	50	247

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 106 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	105	555
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	106	560
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	108	571
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	70	399
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	61	314
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	215
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	45	222

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 106 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	98	526
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	530
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	101	540
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	60	359
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	76	378
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	215
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	48	250

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 106 кВ

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	513
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	518
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	98	527
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	90	<b>635</b>
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес Сити	471/565	54	381
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	57	342
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	269
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	215
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	48	244
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	53	261
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	48	249

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур **85** кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	513
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	518
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	98	527
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	97	<b>572</b>
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	57	342
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	269
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	215
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	48	244
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	53	261
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	48	249

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 104 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-11.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	516
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	521
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	531
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	95	<b>560</b>
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	57	341
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	270
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	43	220
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	48	245
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	53	262
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	48	250

Напряжение на сш 110 кВ:  
 Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 104 кВ.  
 Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	96	517
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	97	522
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	99	532
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	71	396
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	57	340
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	55	286
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	54	270
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	62	321
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	48	245
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	53	262
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	48	250

Напряжение на сш 110 кВ:  
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.  
 Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 115 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	81	468
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	81	472
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	83	481
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	403
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	62	318
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	61	339
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	56	305
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	55	305
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	58	331
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	40	261
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	60	309
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	40	222

Напряжение на сш 110 кВ:  
 Минимальное - ПС 110 кВ Горец 98 кВ.  
 Максимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур 110 кВ.

**РВ-ЗМ-2017-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	83	467
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	84	471
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	85	479
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	72	404
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	69	355
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 с отпайками (Л-110)	500/500	39	287

ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	600/600	58	288
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	600/600	56	301
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	558/600	57	296
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	61	322
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-129)	600/600	56	279
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	42	216
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	39	214

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Горец 105 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 114 кВ.

## Приложение РВ-ЗМ-2018-Графика

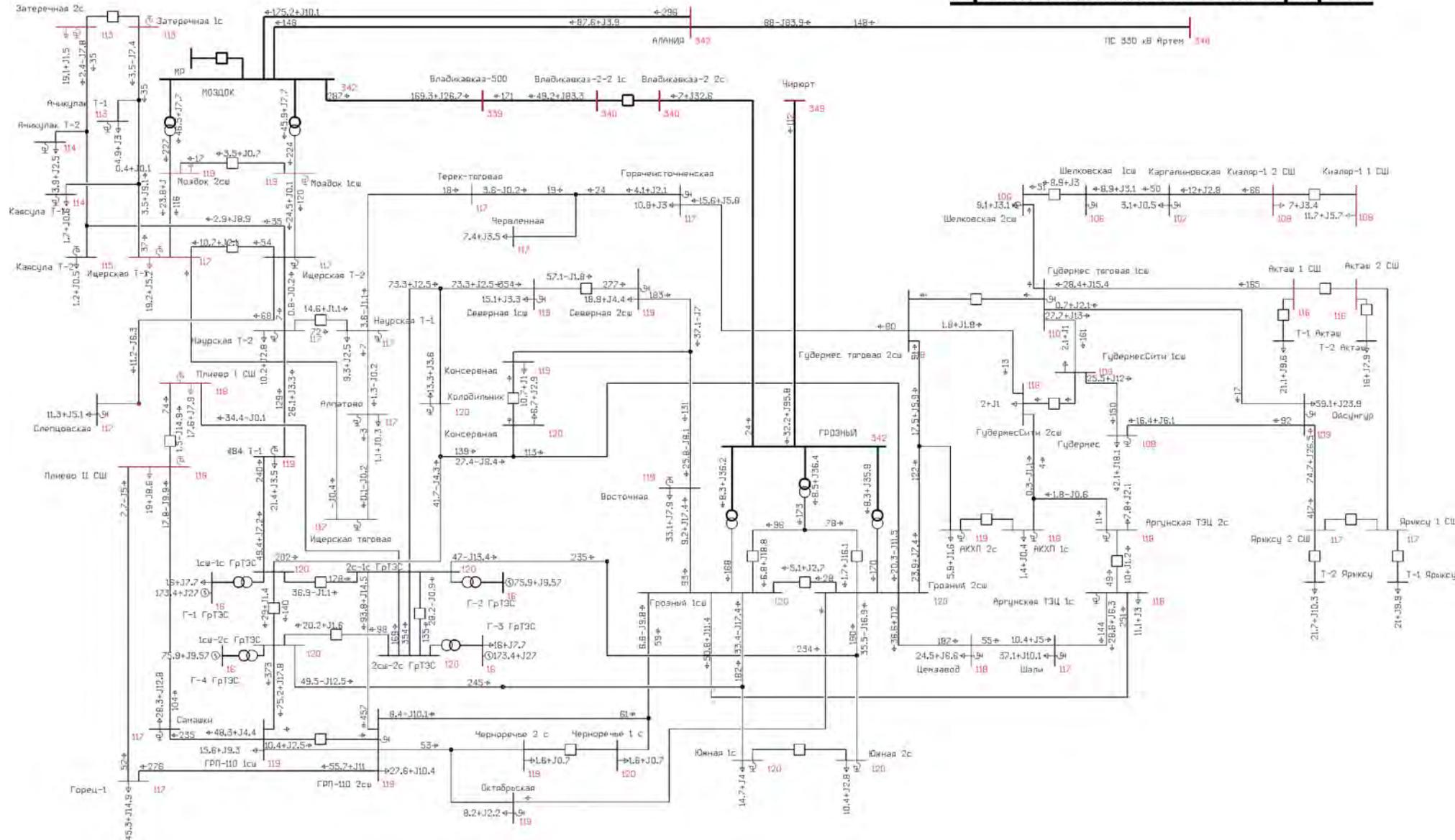


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-1      Режим: Нормальный

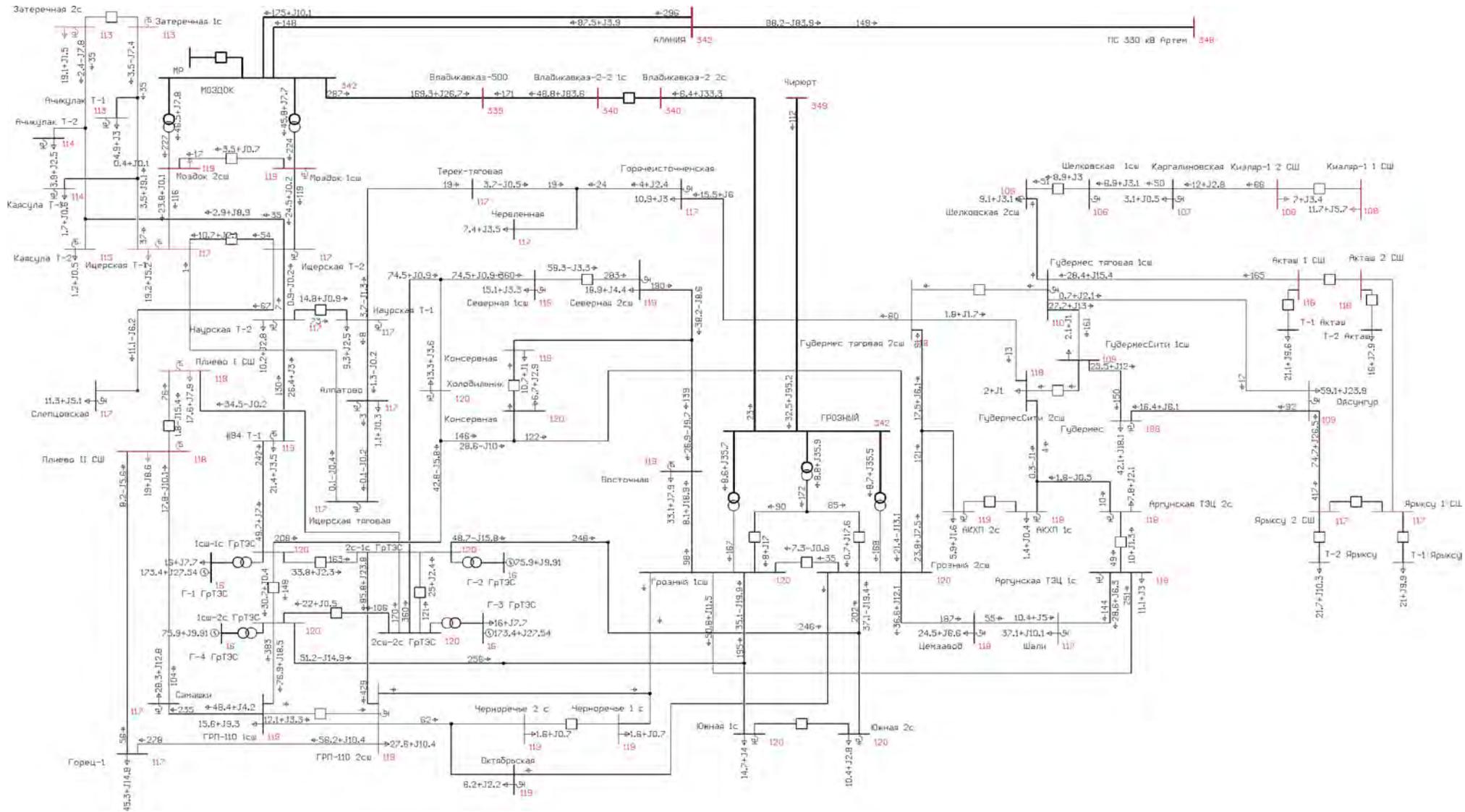


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136)

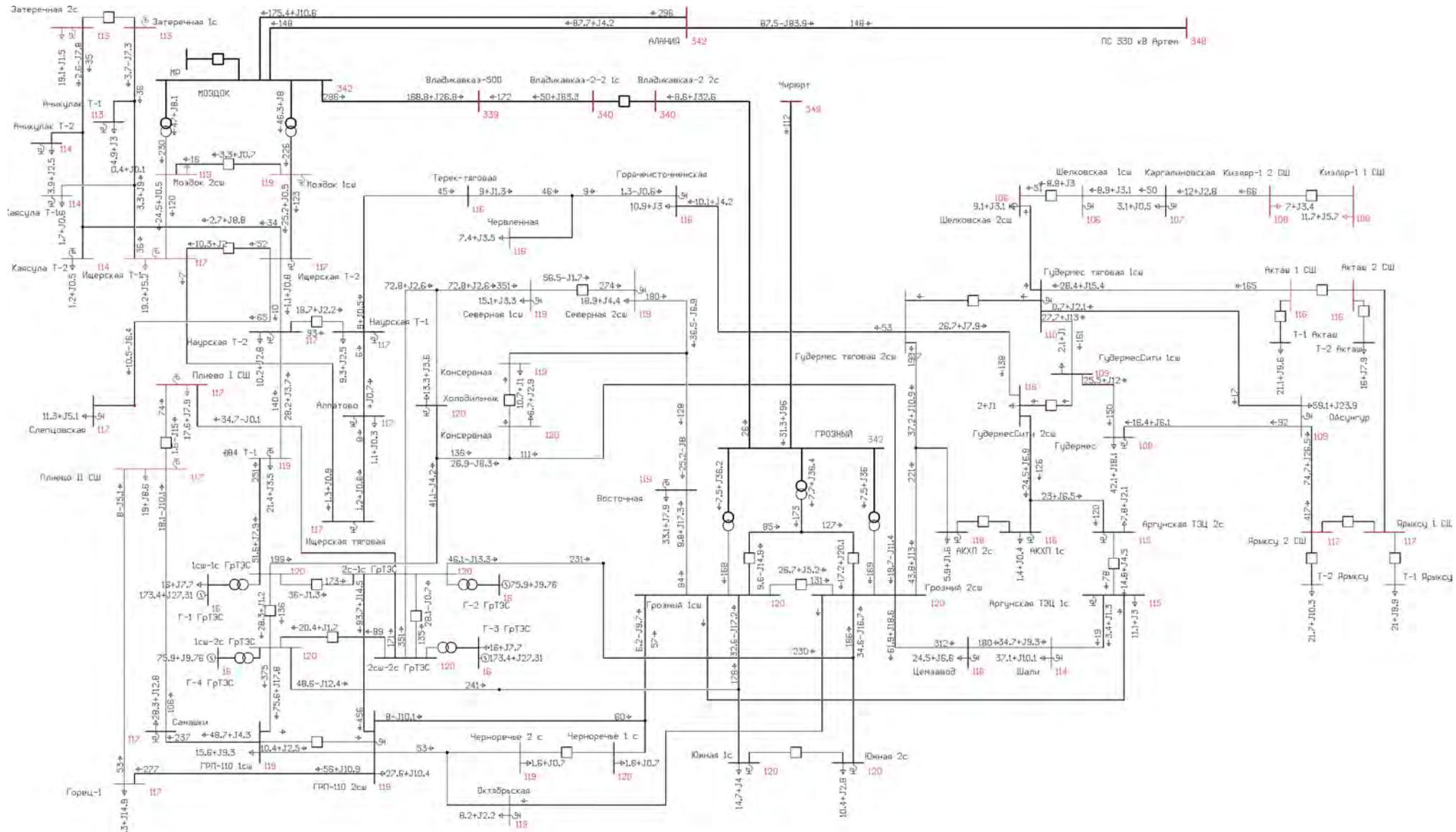


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125)

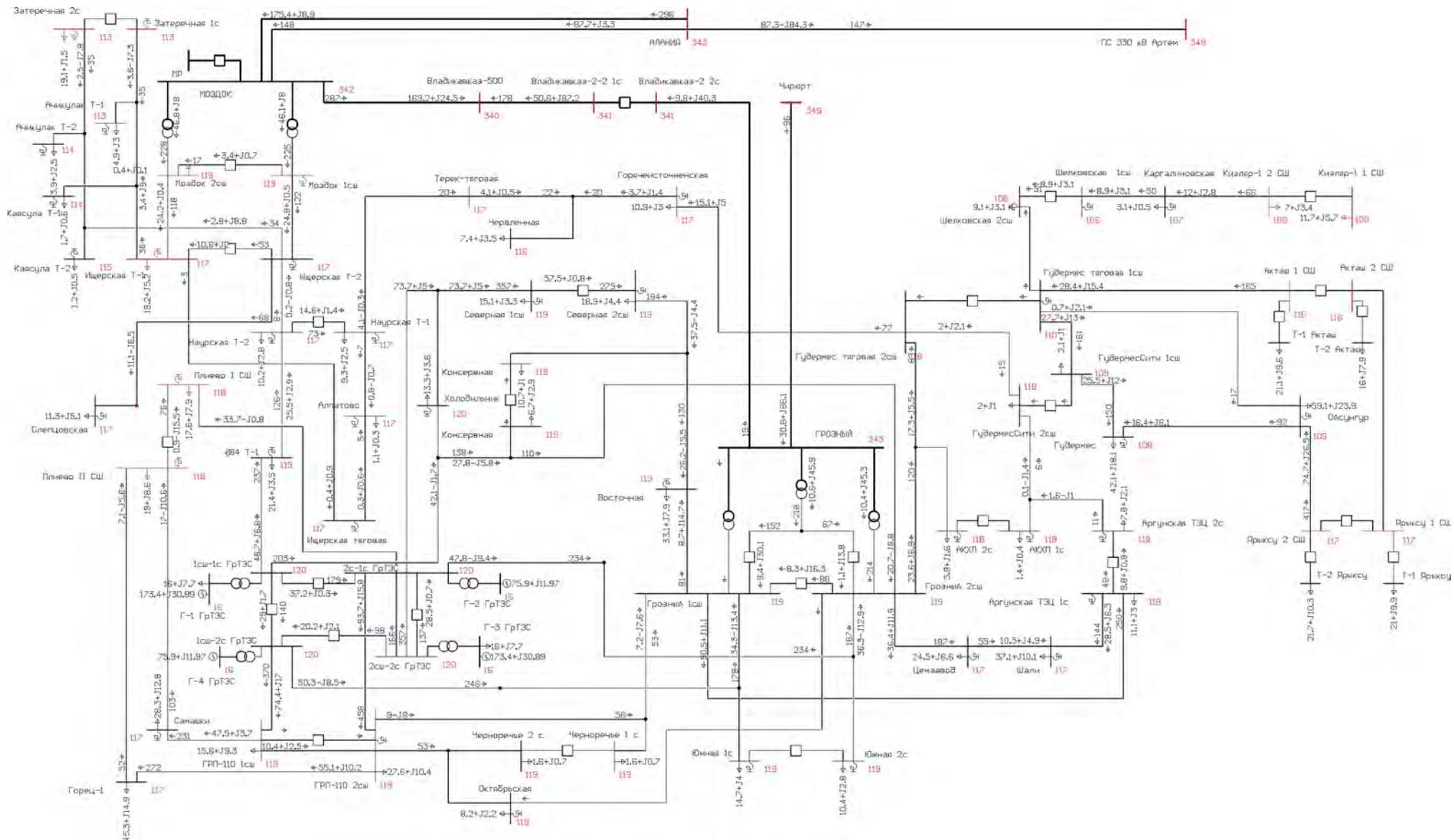


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

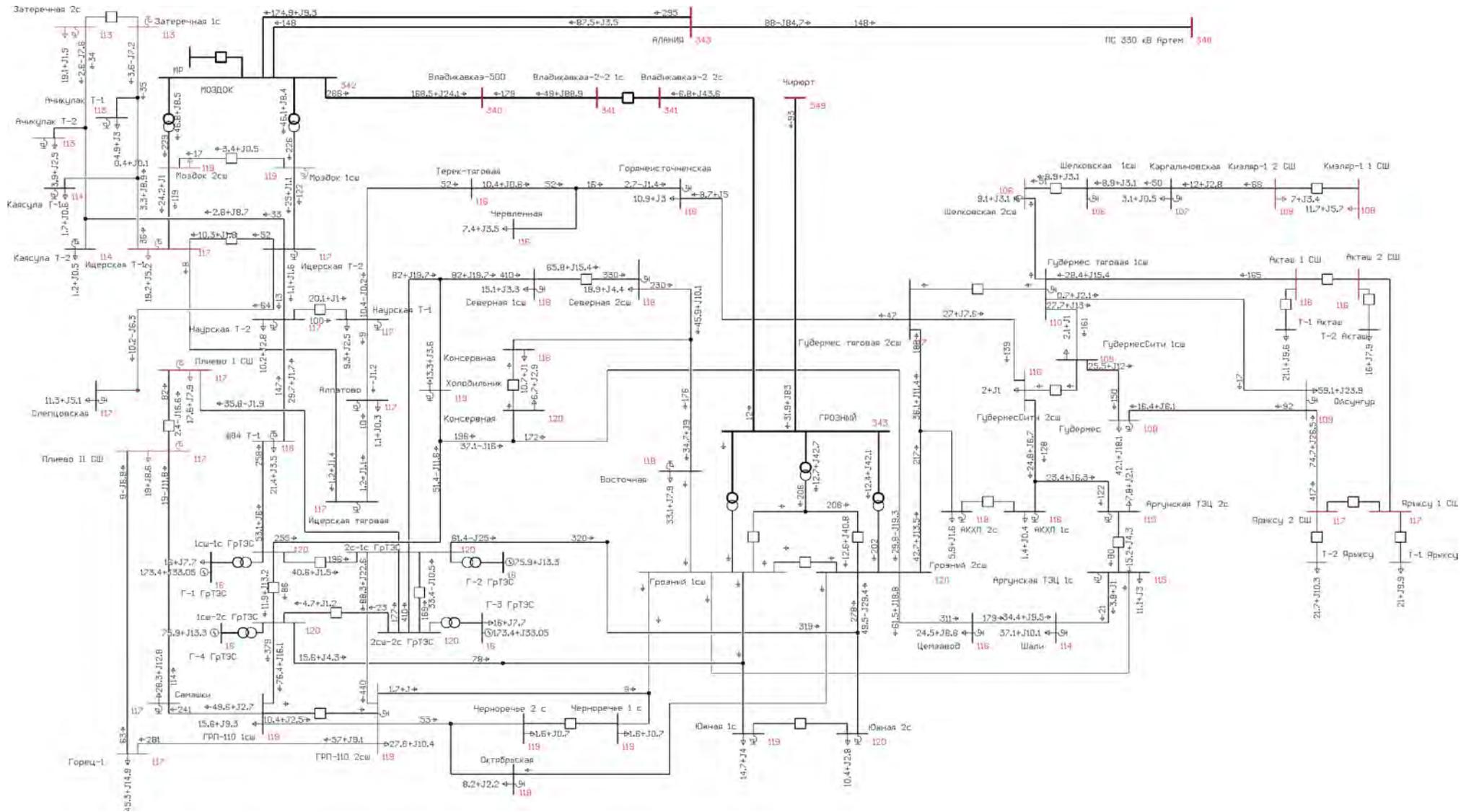


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

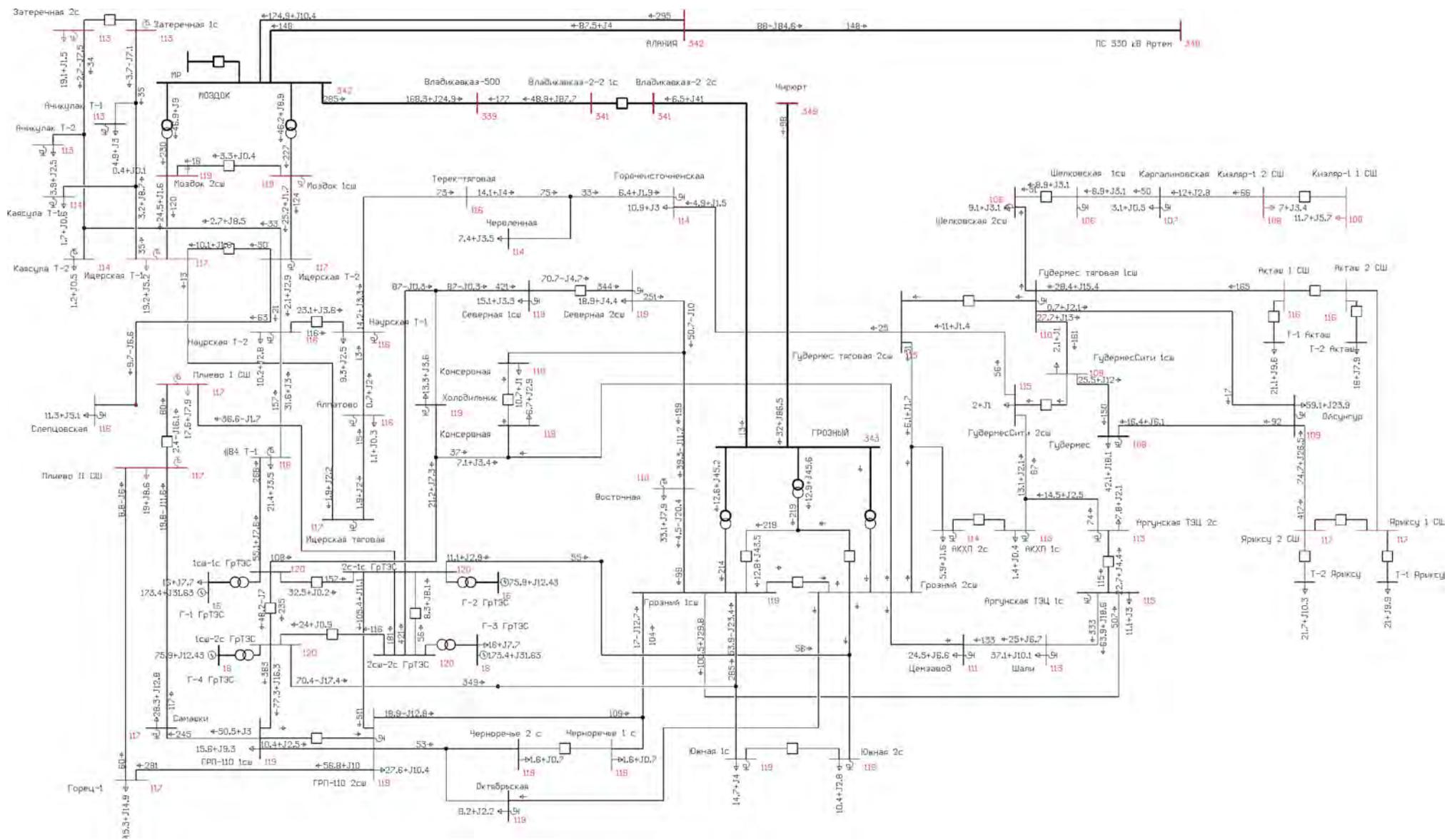


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 ш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

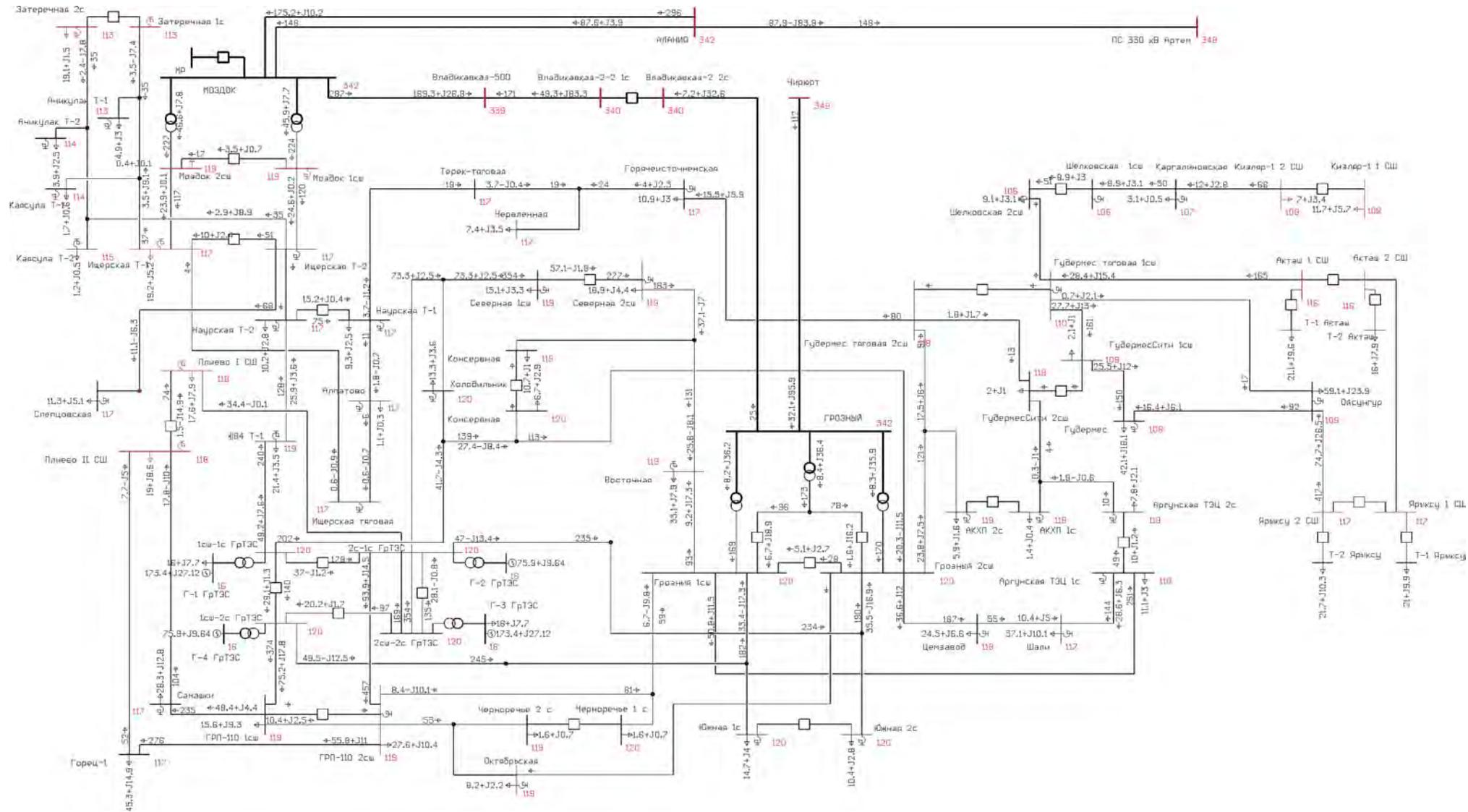


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130)

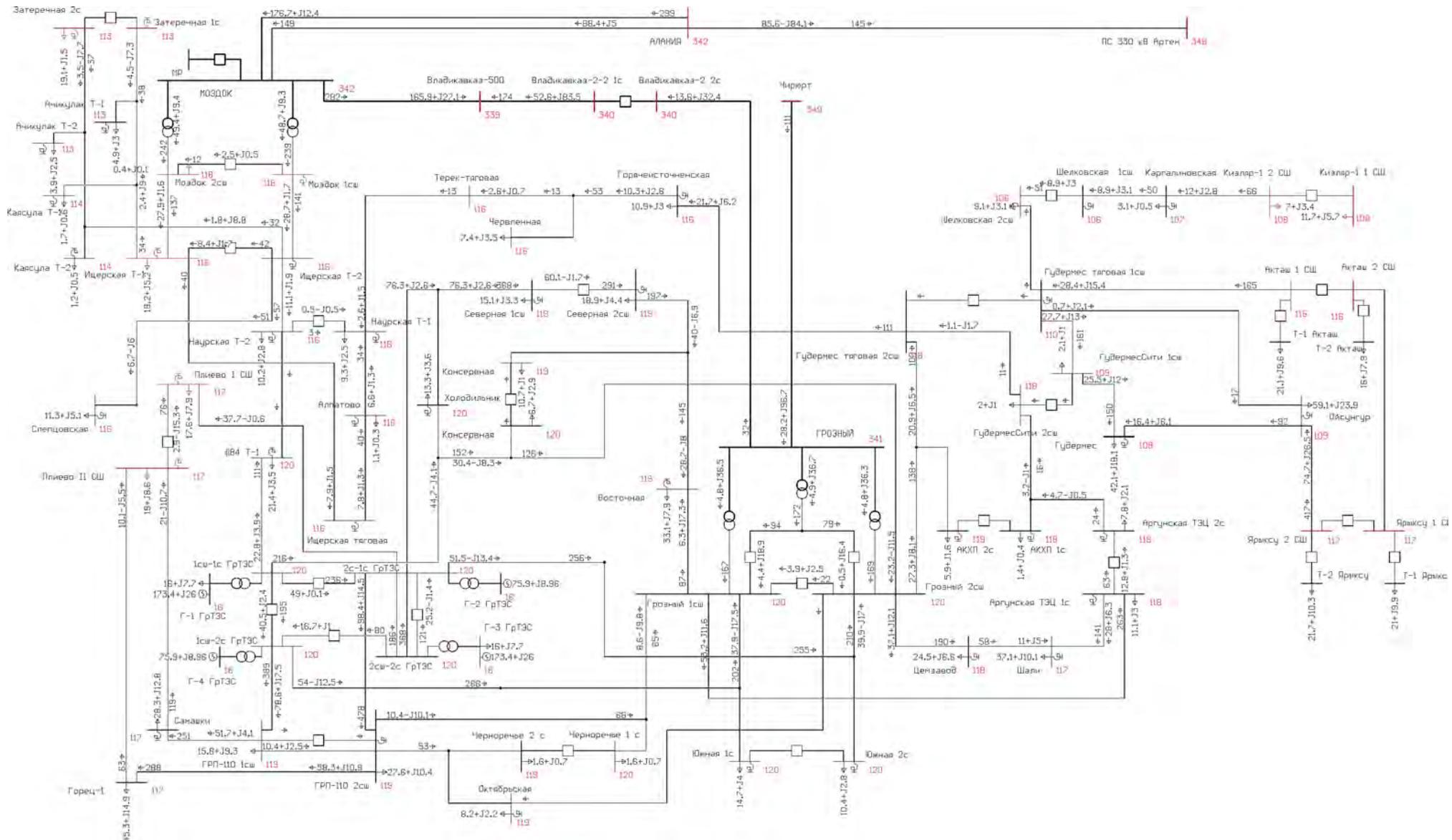


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)

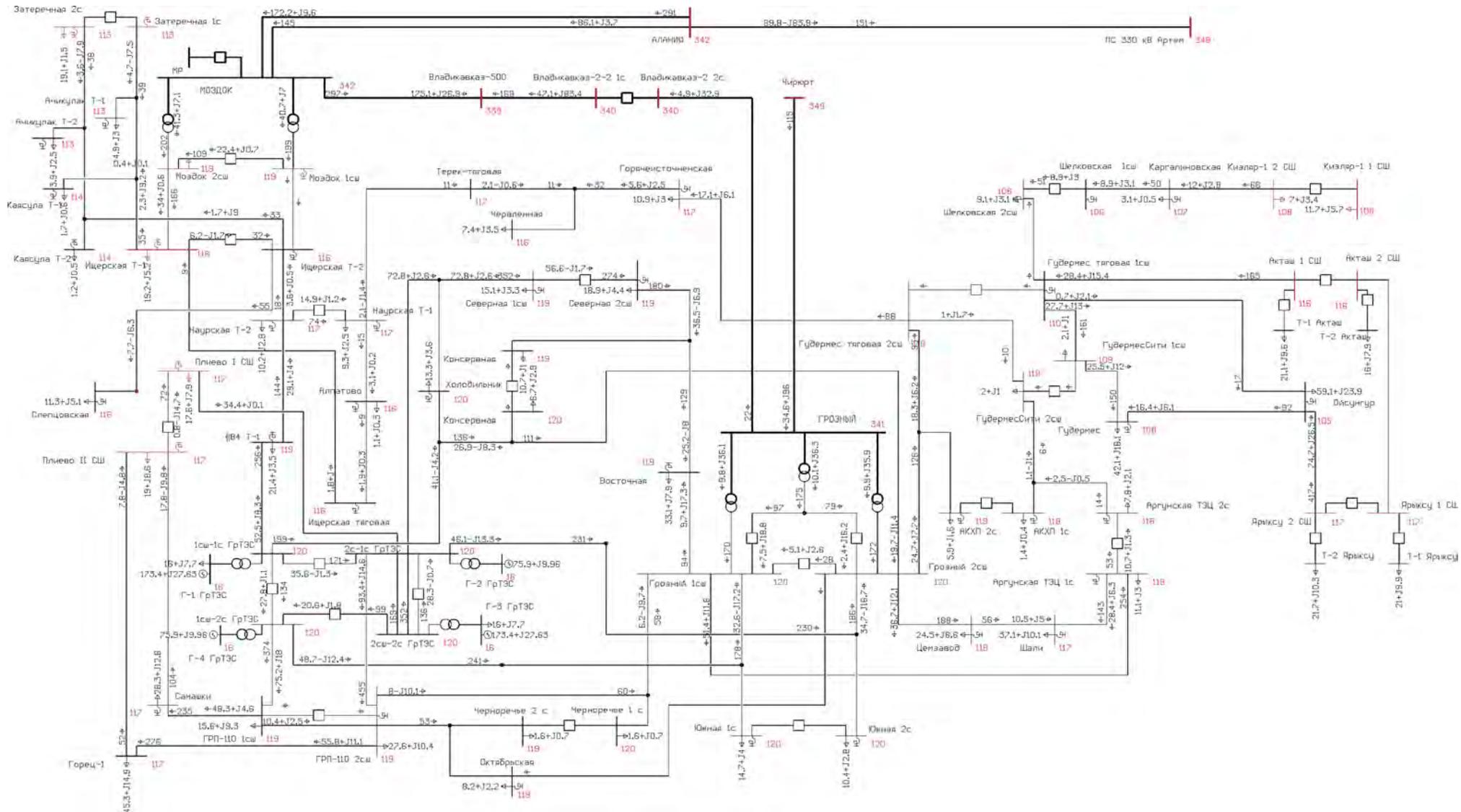


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

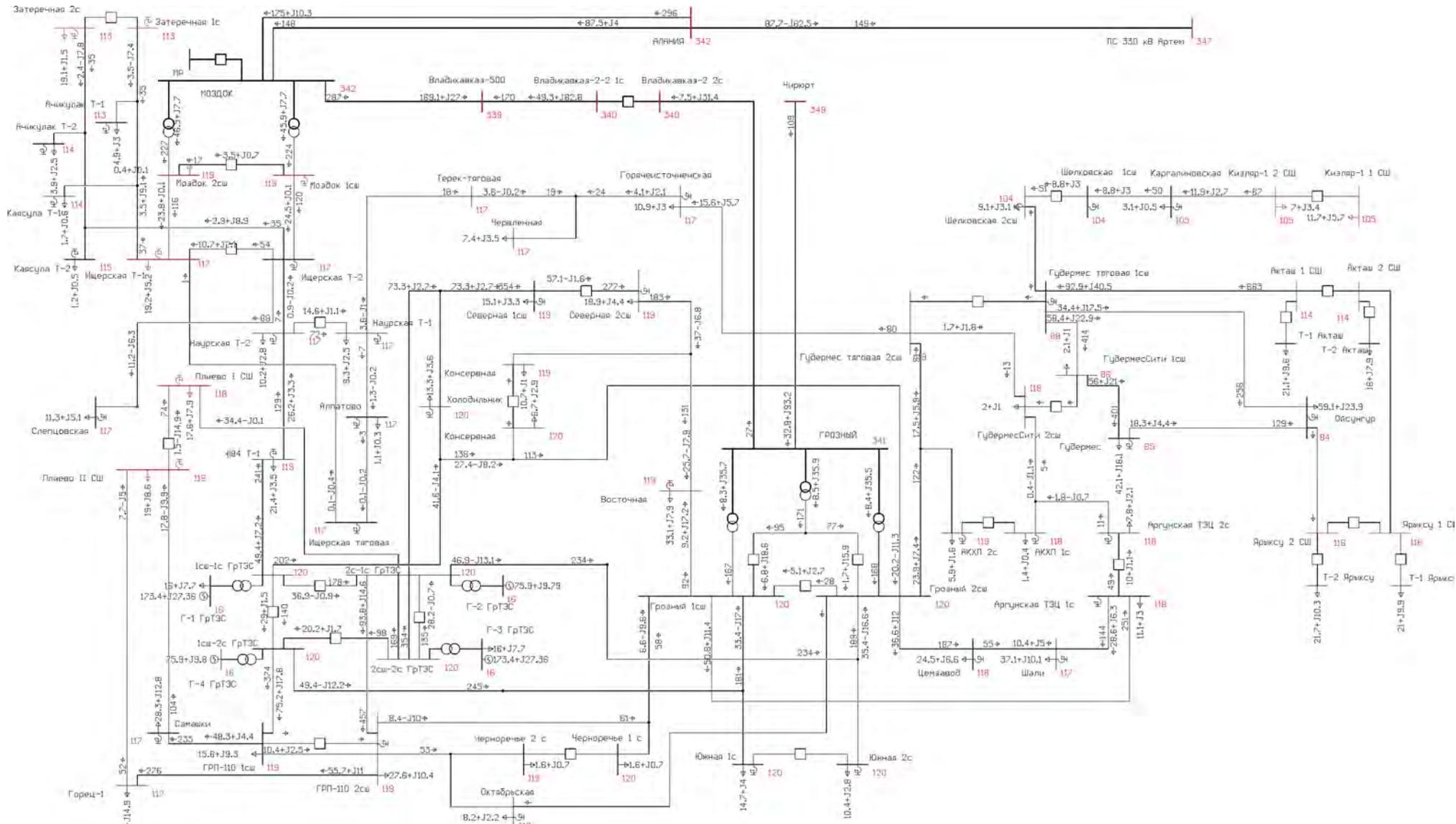


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)

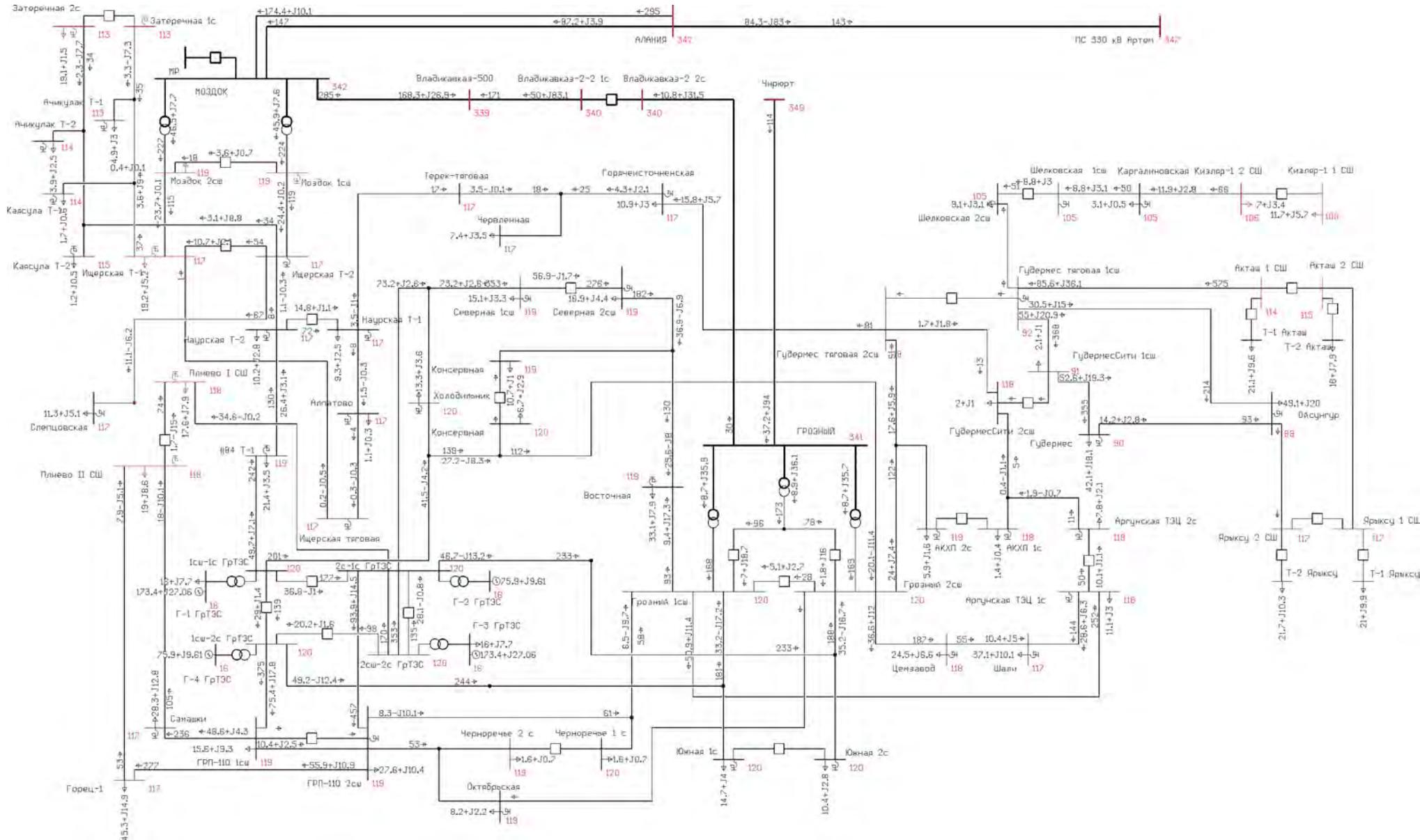


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-10.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярксу-Ойсунгур(Л-128) с работой АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур в объеме 10 МВт

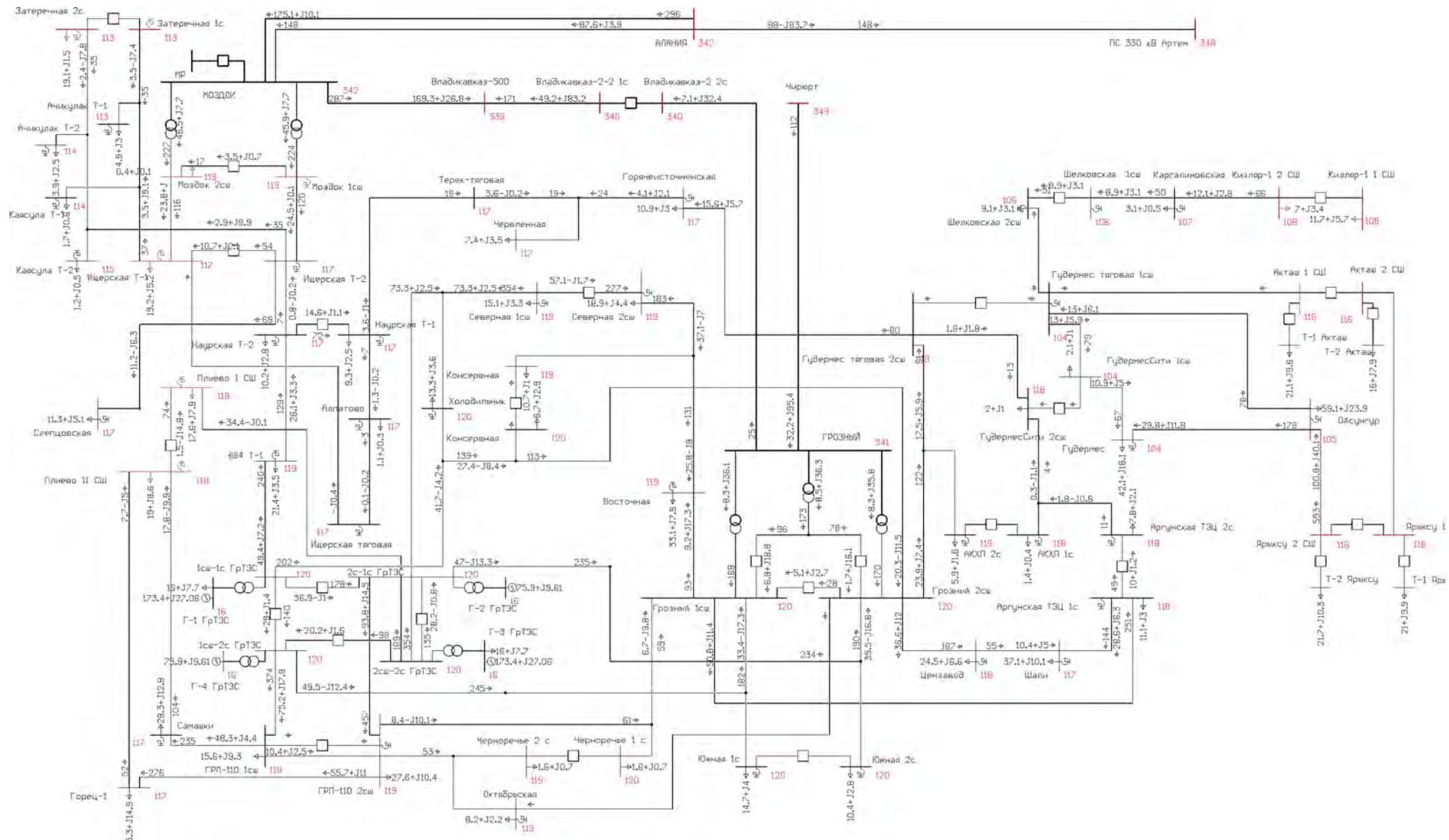


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)

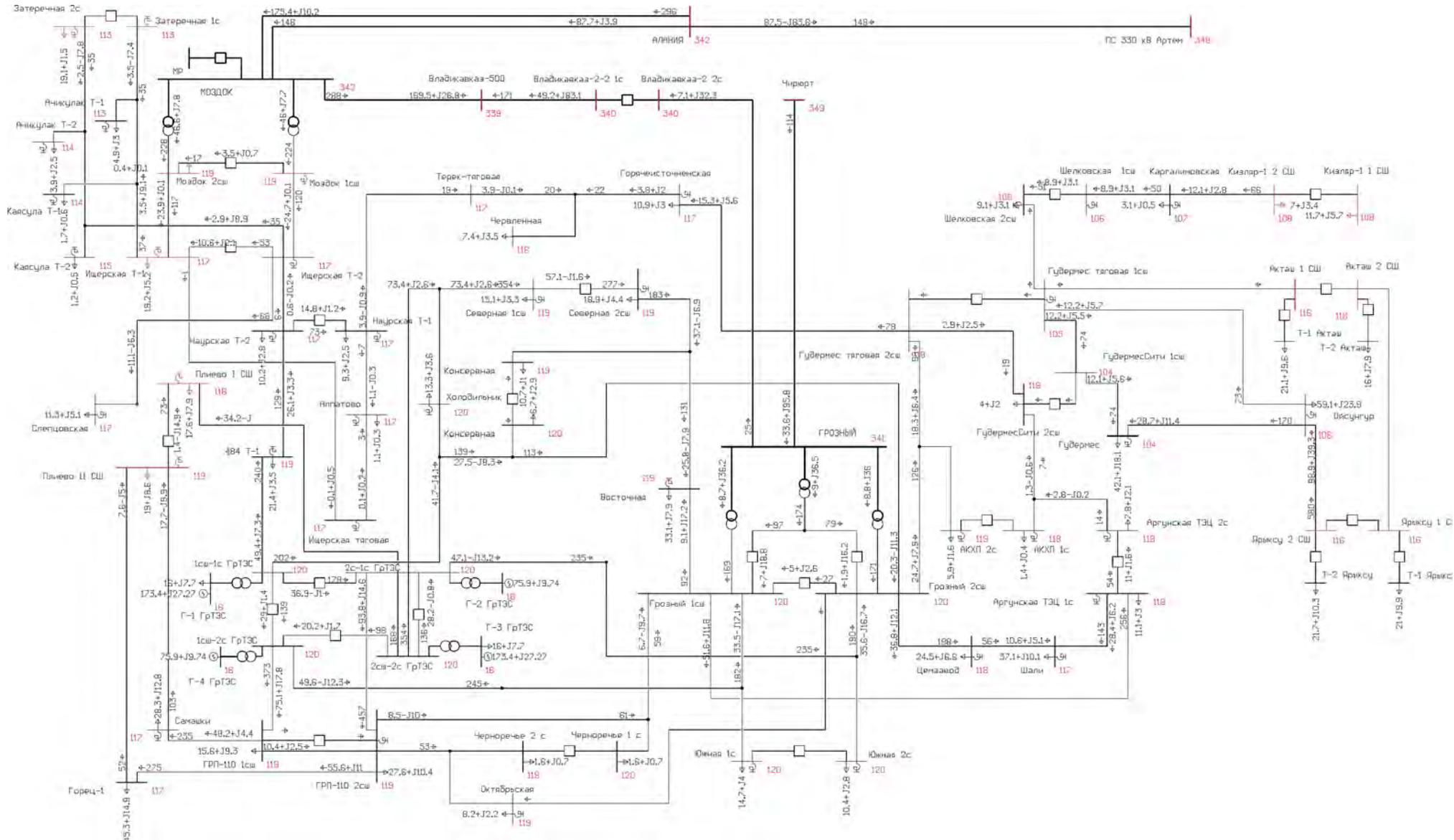


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-11.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.

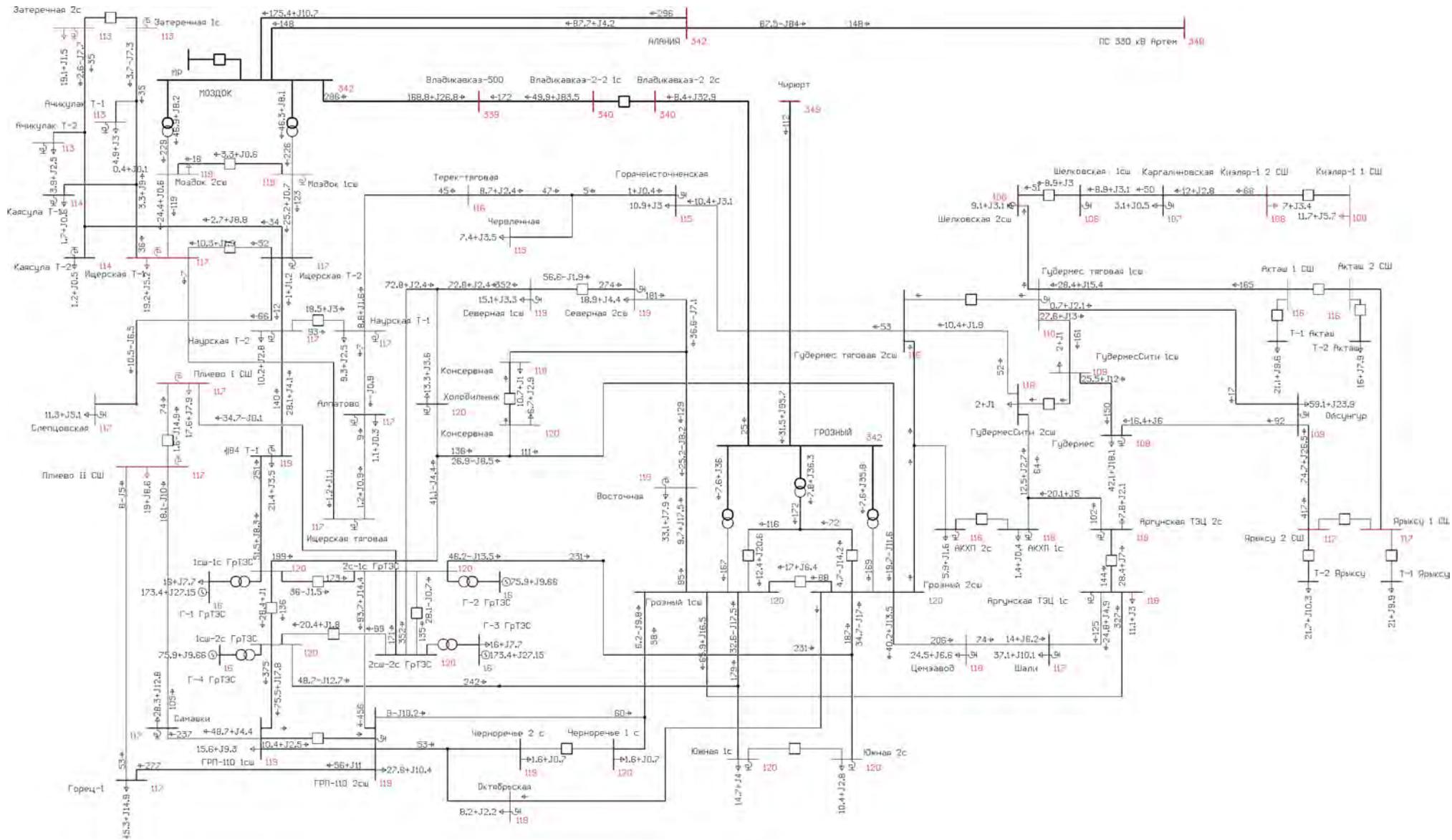


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141).

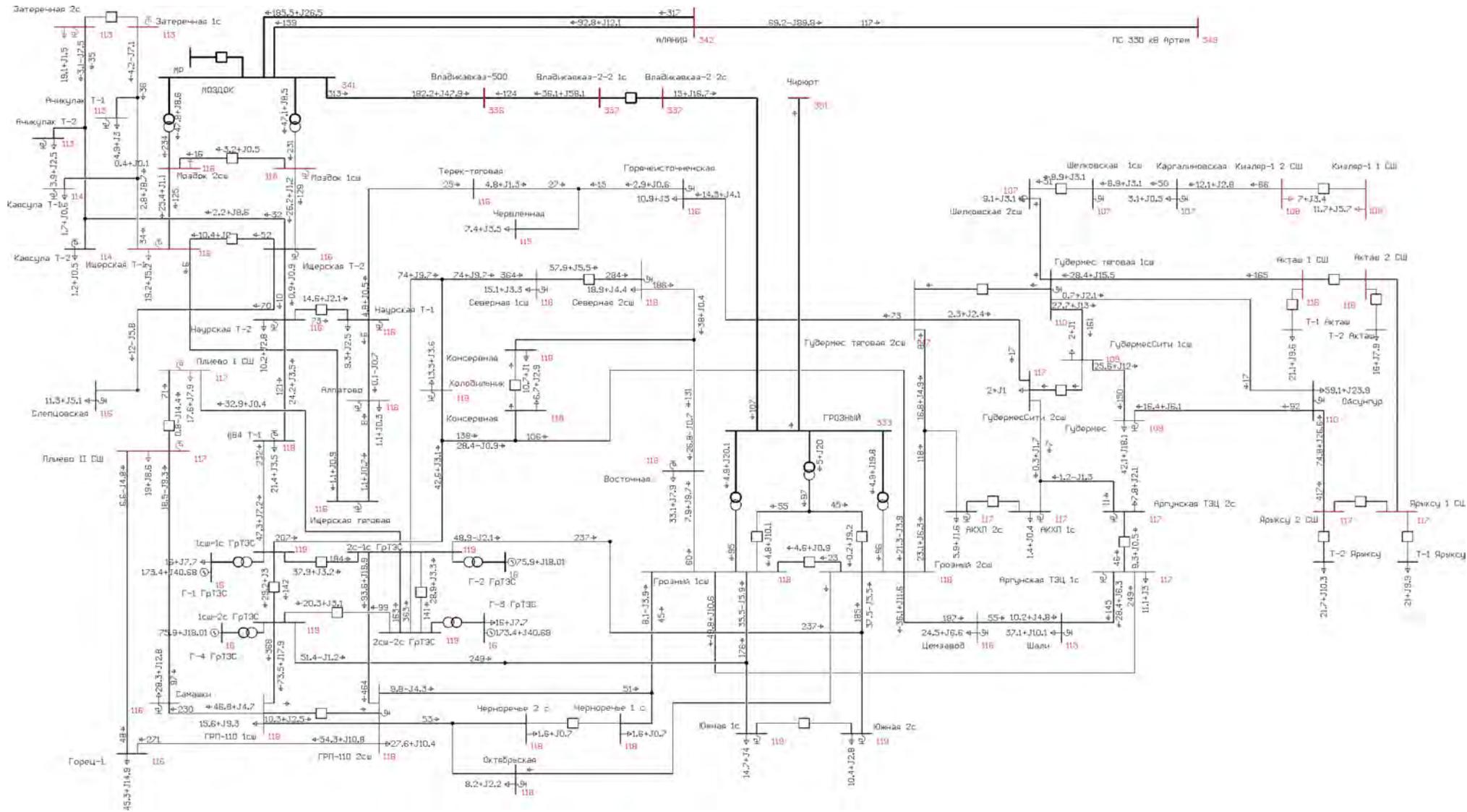


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт

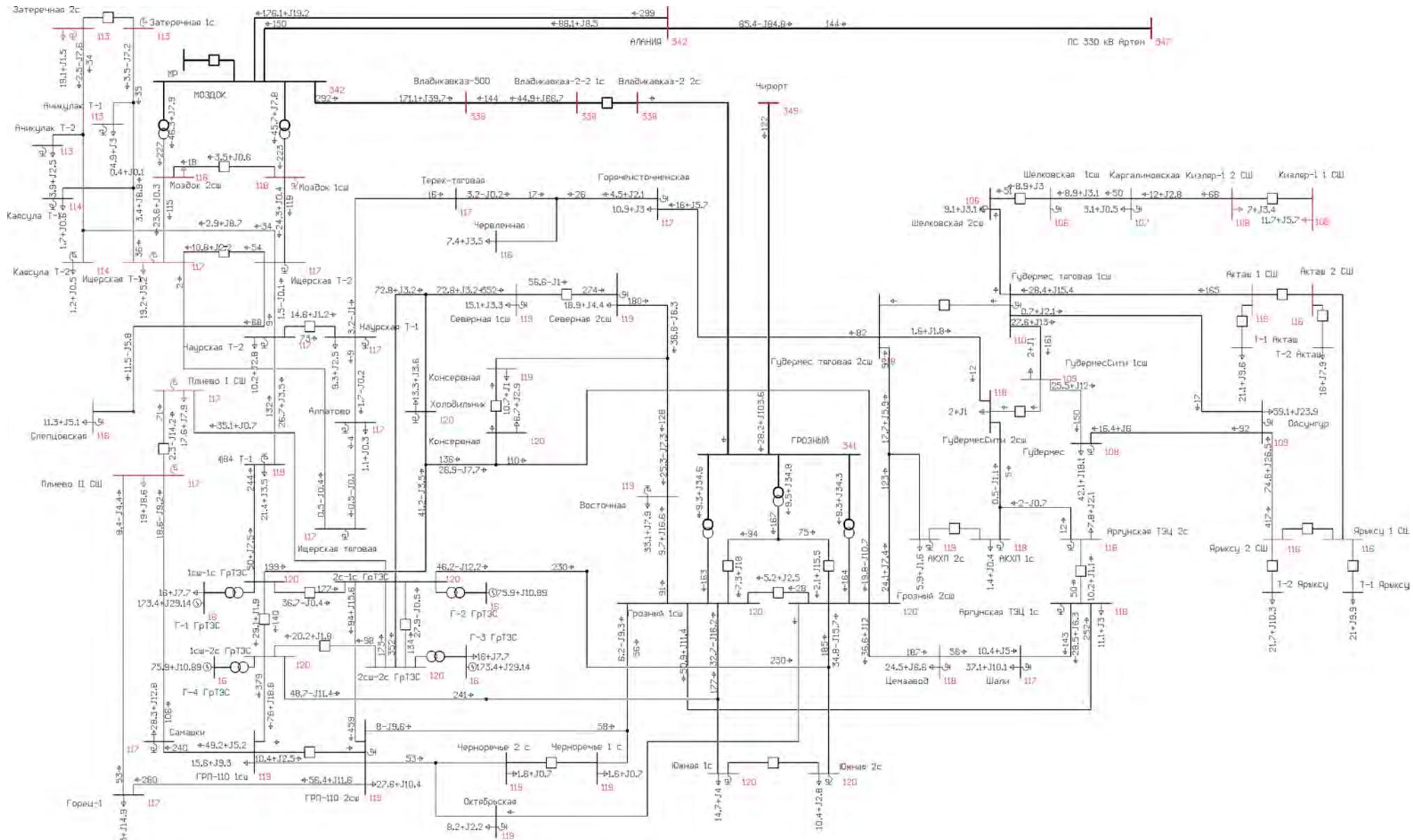


Рисунок № РВ-3М-2018-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный

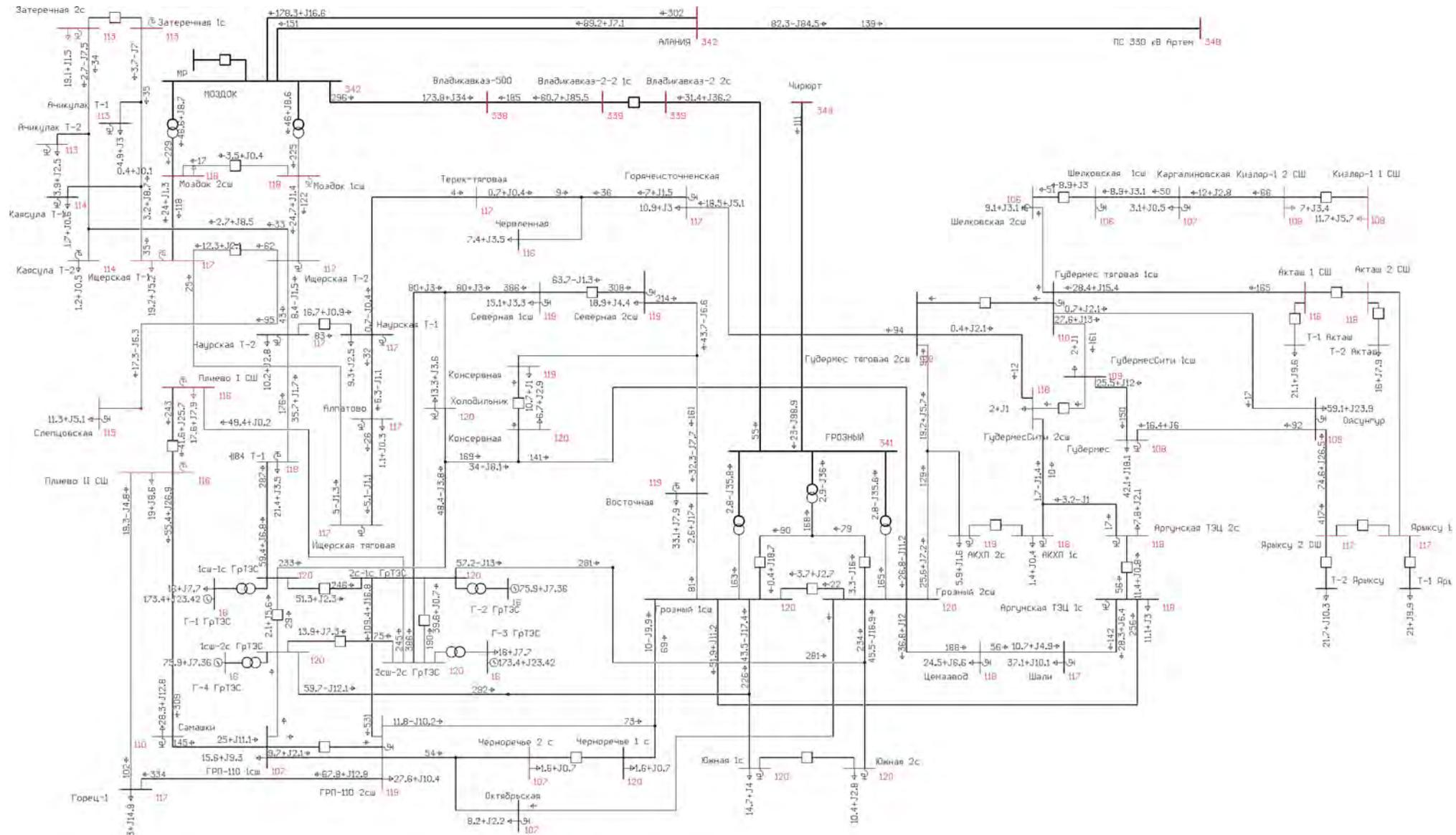


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1с.

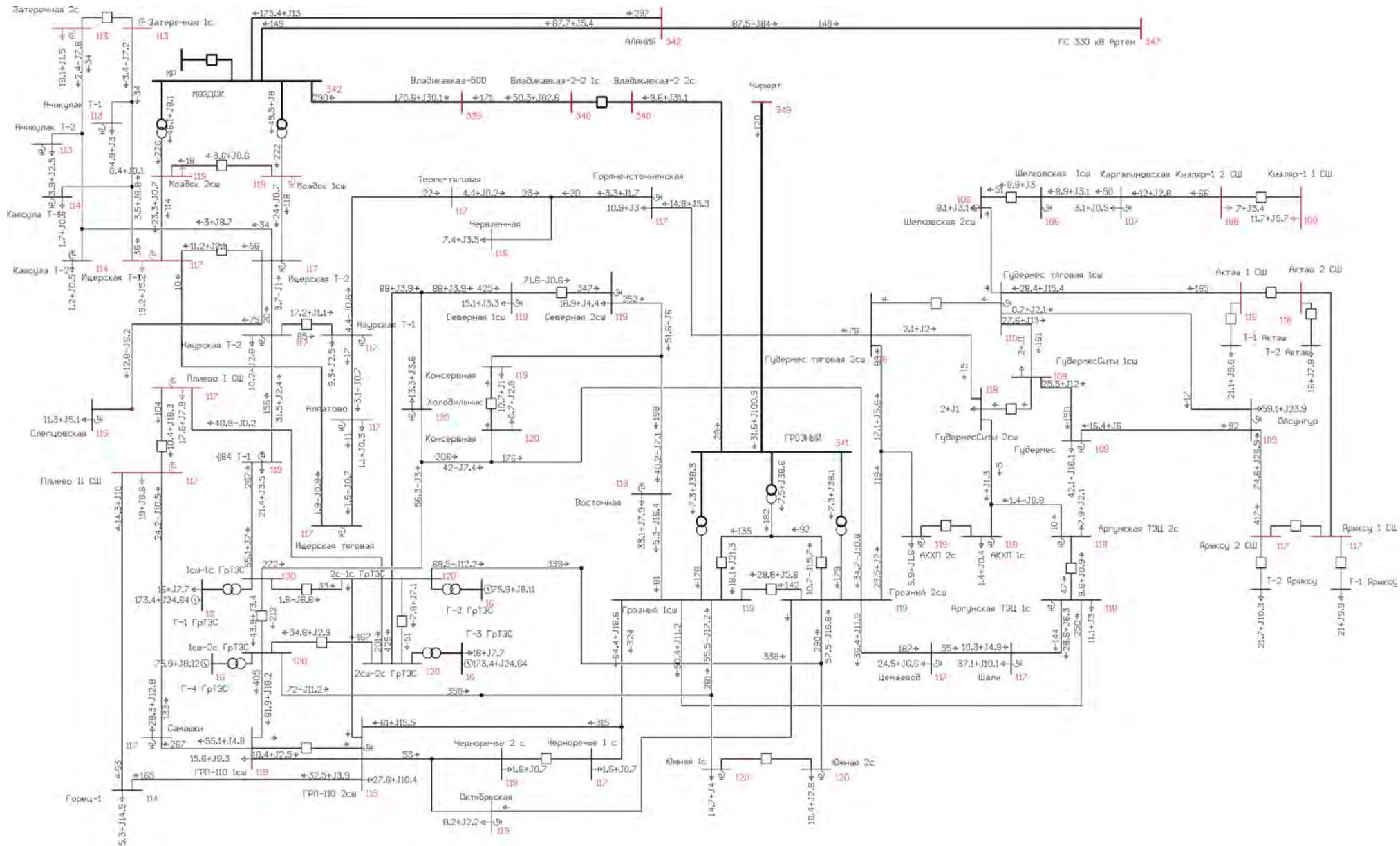


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-16 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 2ц.

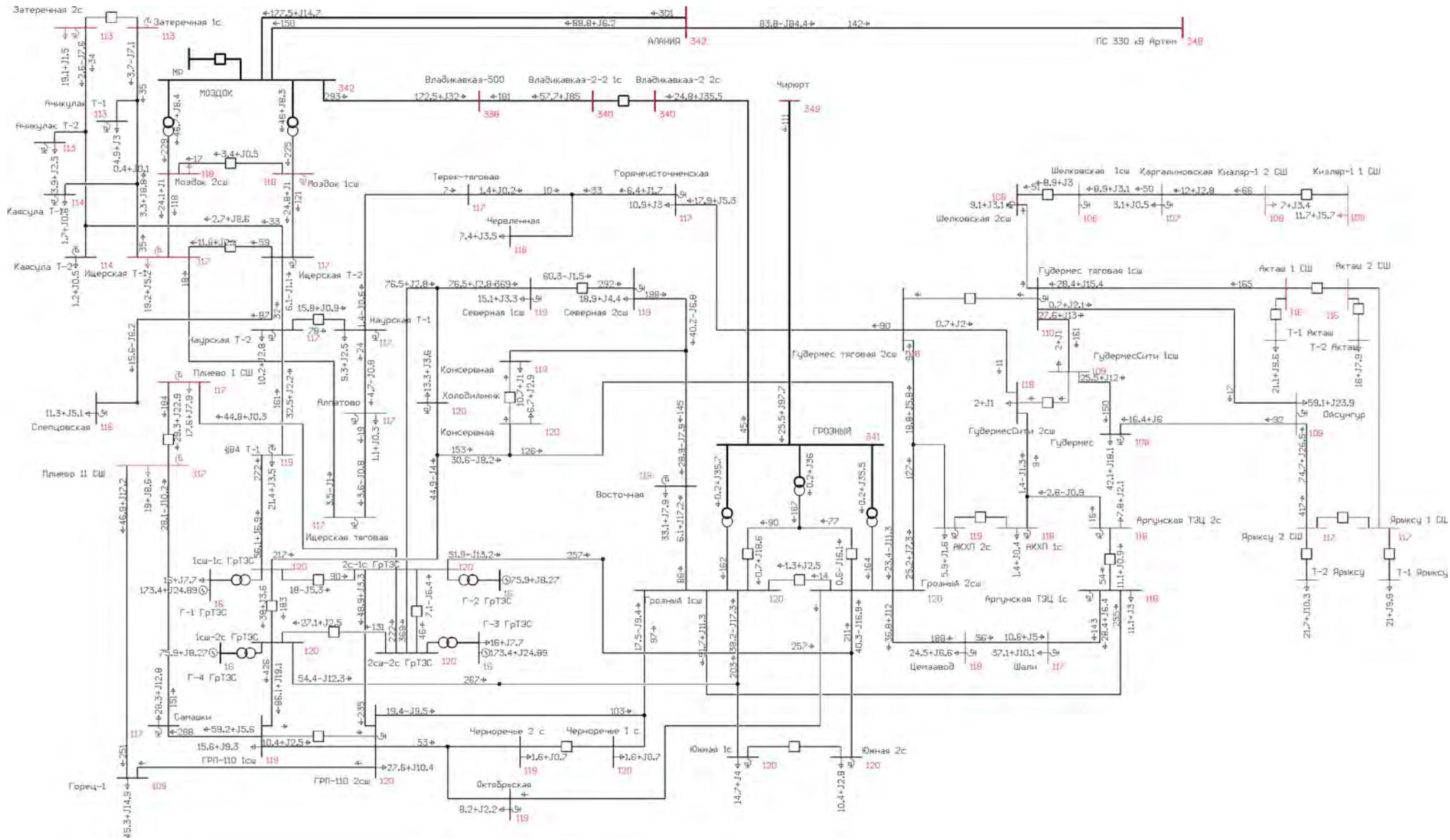


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-17 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)

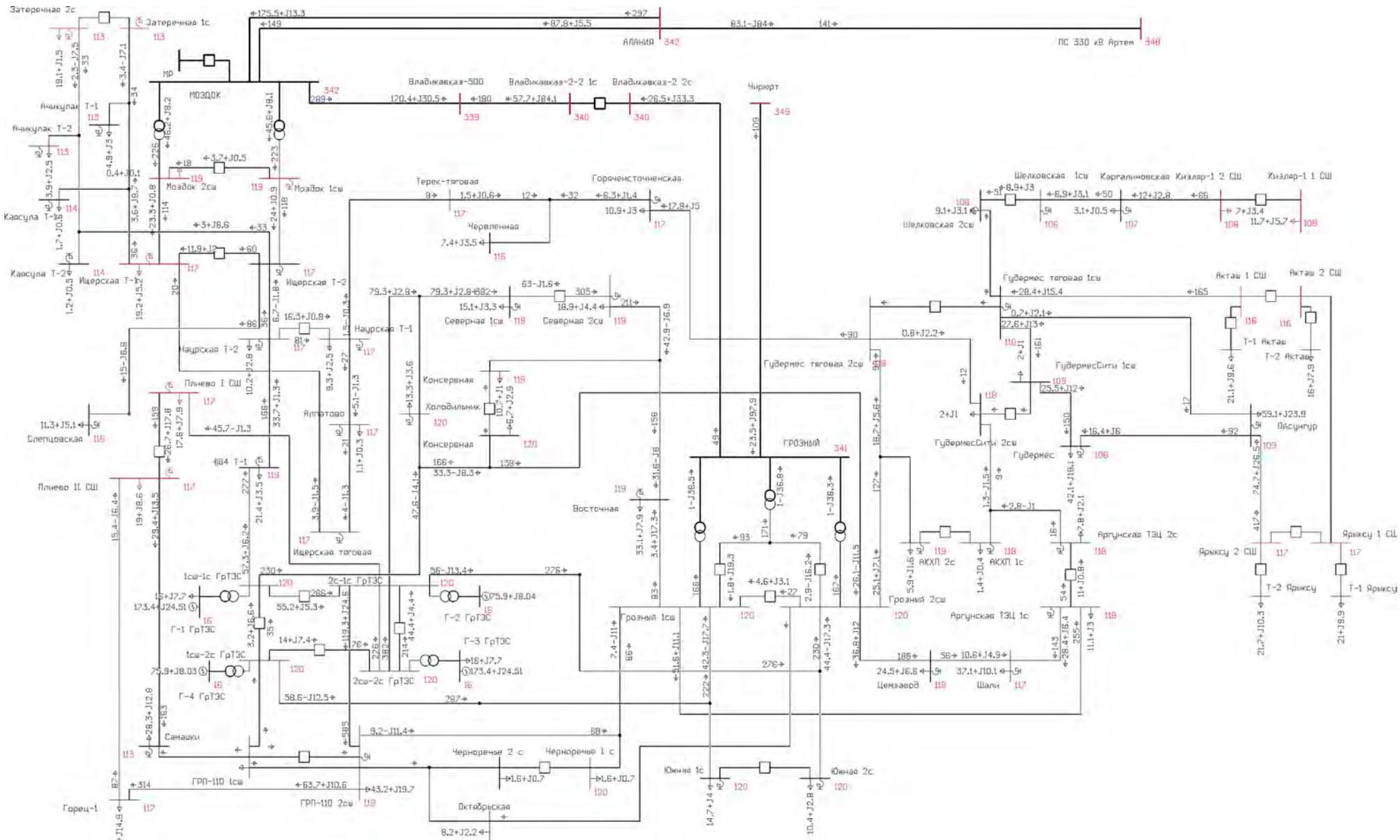


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-18 Режим: Послеаварийный отключение 1 ш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110



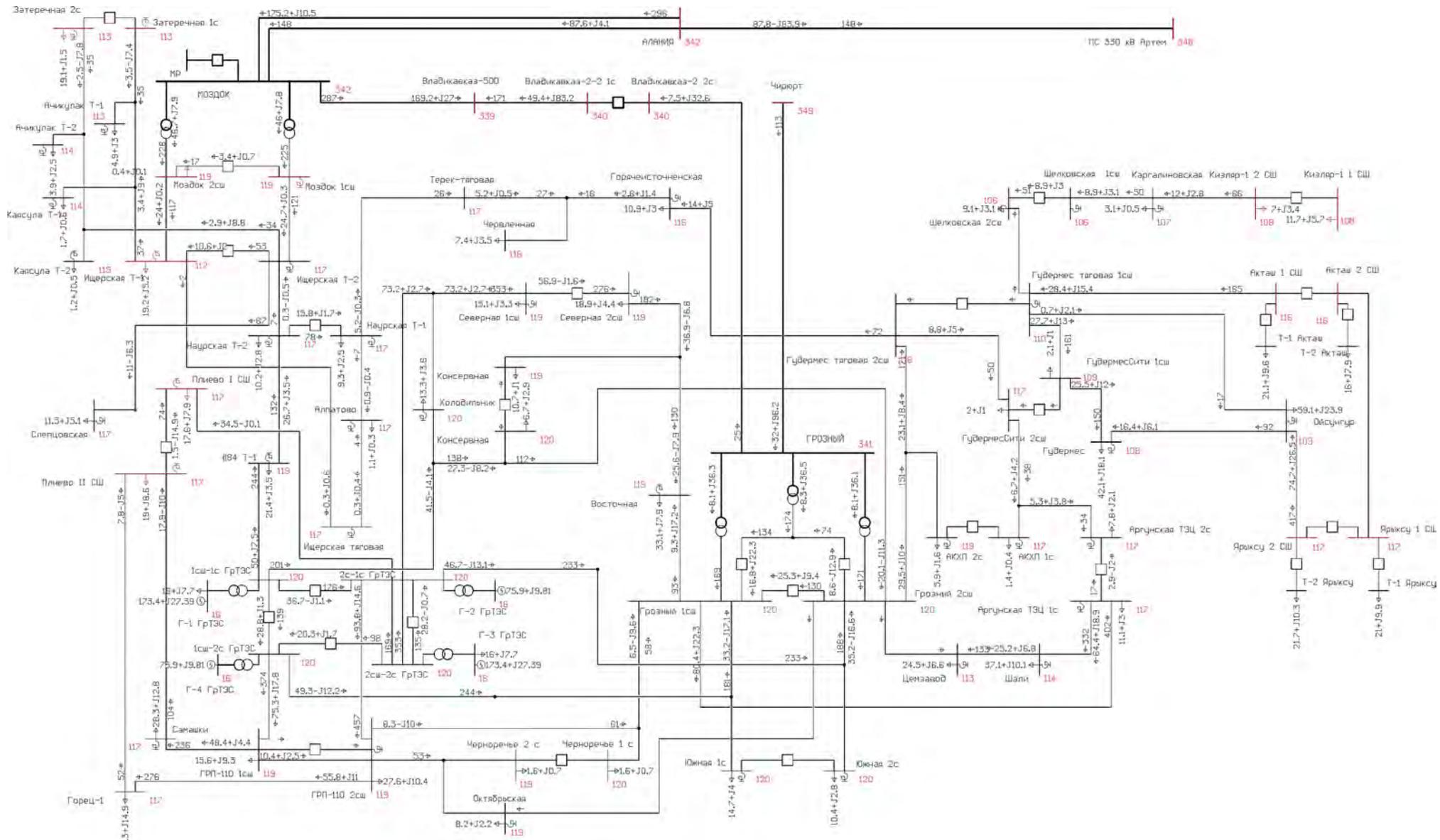


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод (Л-161)

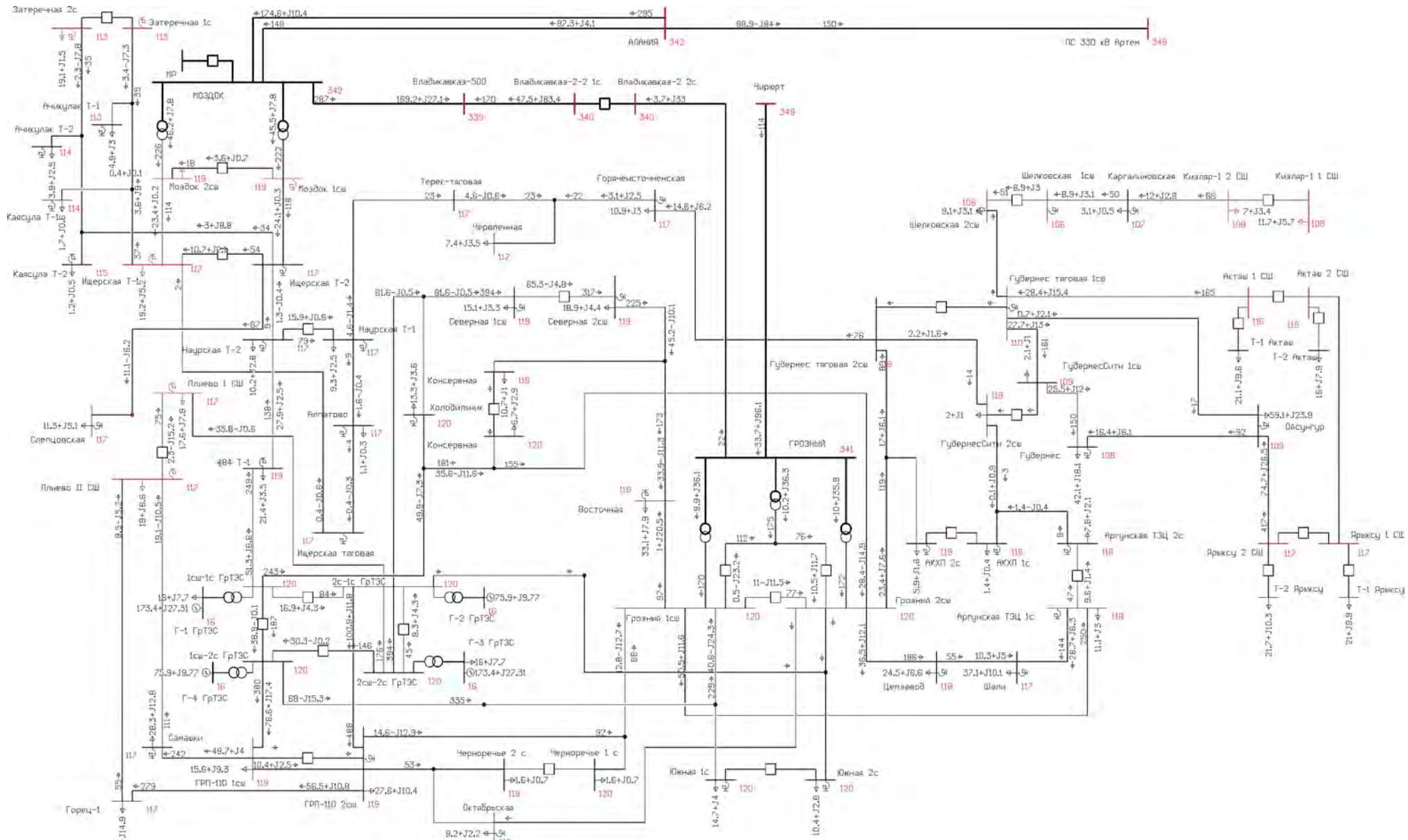


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)

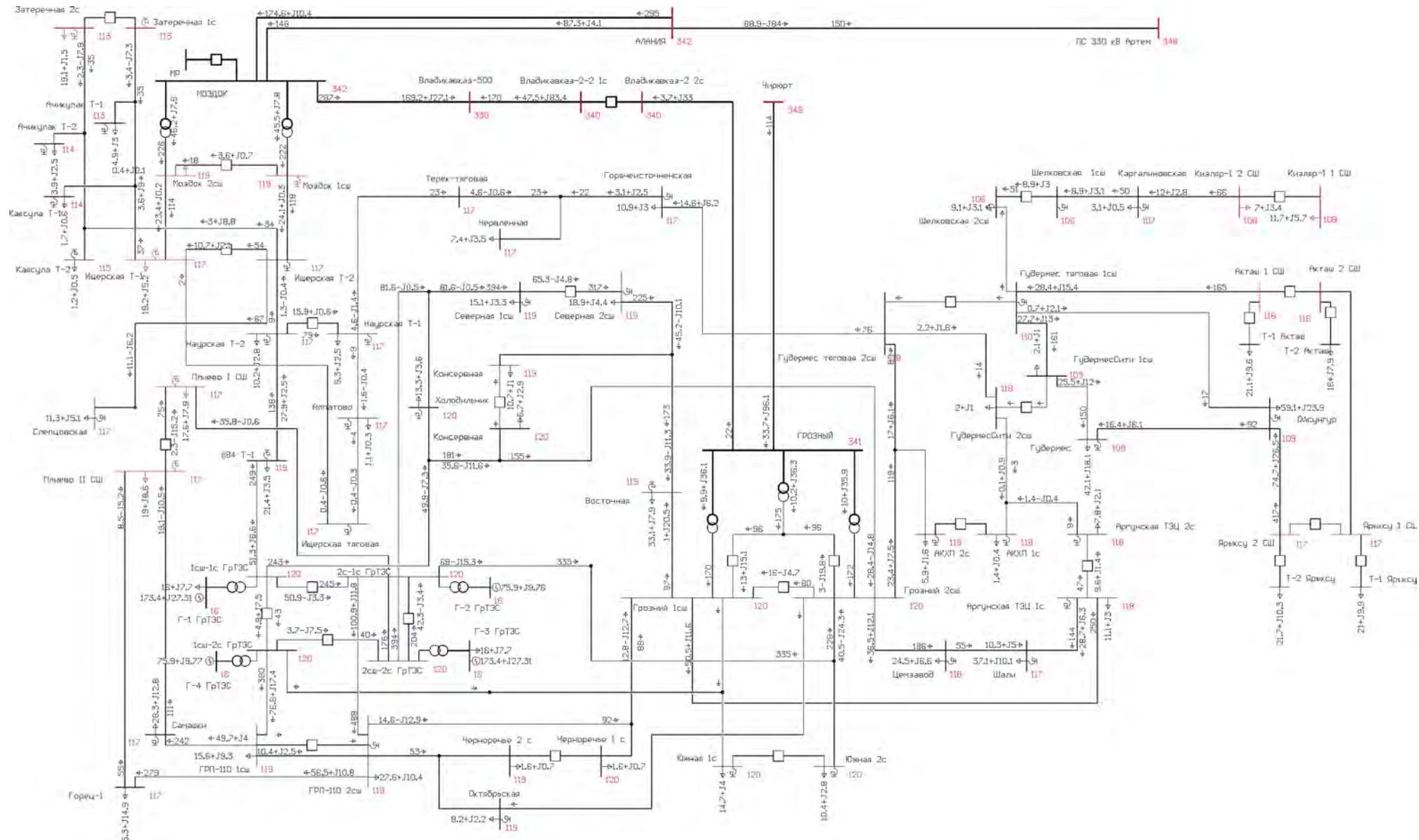


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-22 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)

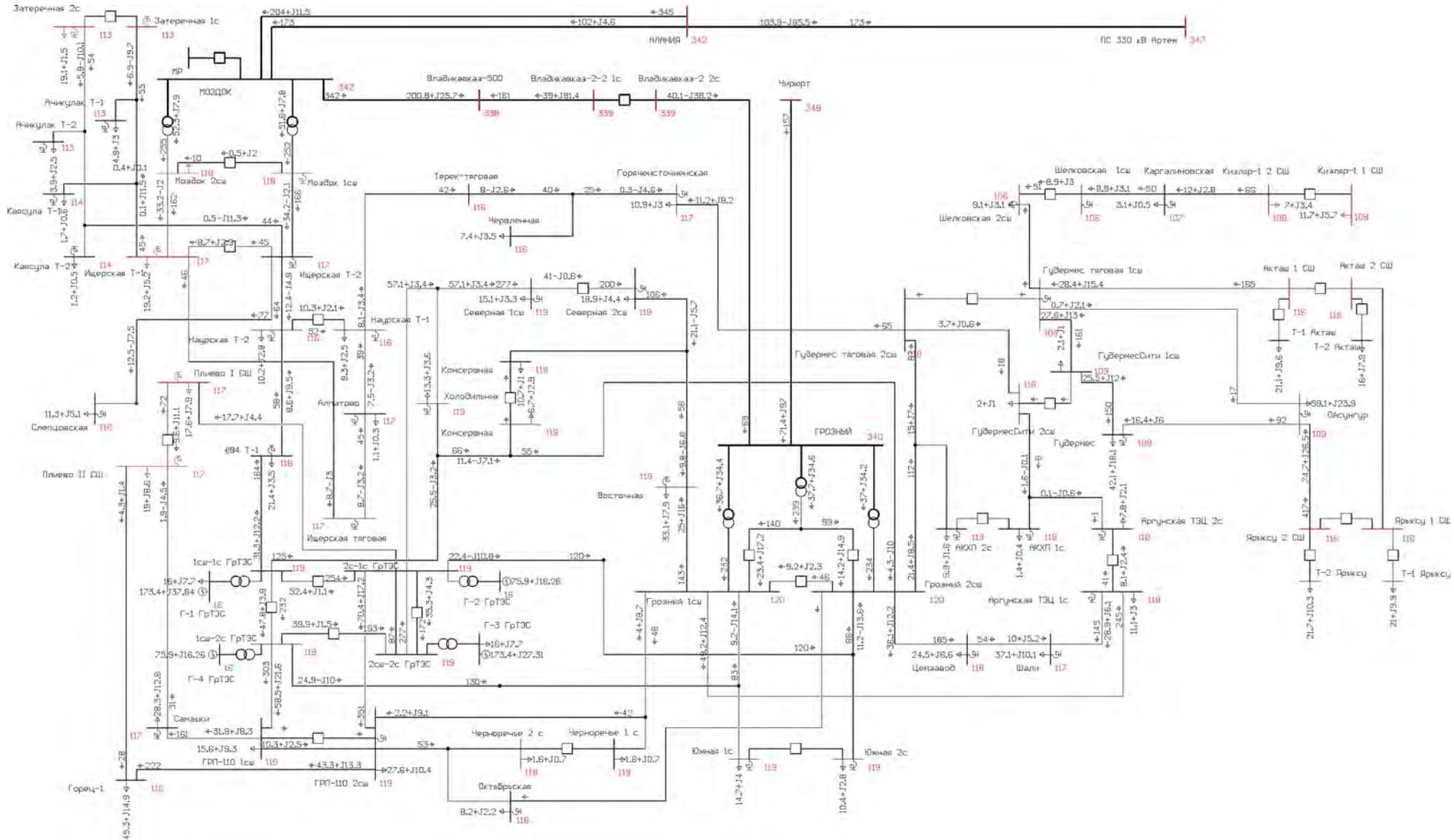


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-23 Режим: Послеаварийный отключение Г-3 Грозненской ТЭС

**Приложение РВ-ЗМ-2018-Таблицы****Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2018 года.****РВ-ЗМ-2018-1 Режим: нормальный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	170
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	173
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	251
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	275
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	48	235
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	456
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	354
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	374

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	167
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	168
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	172
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	251
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	277
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	48	235
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	428
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	74	360

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	173
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	62	311
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	456

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	214
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	218
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	50	250
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	55	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	458
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	74	357
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	74	370

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	202
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	206
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	61	310
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	82	410
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	88	439

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	214
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	219
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	100	507
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	64	333
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	105	511
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	87	421
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	70	349
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	77	383

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	169
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	170
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	173
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	457

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	354
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	374

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	167
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	172
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	53	262
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	58	287
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	52	251
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	98	478
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	76	368
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	79	389

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ишерская(Л-120).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	170
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	172
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	175
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	254
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	93	455
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	374

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	167
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	168
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	171
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	93	<b>668</b>
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	56	401
ВЛ 110 кВ ГудермесСити – Гудермес-Тяговая 1ц	471/565	58	414
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	457
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	354
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	374

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур **84**кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-10.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128) с работой АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур в объеме 10 МВт.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	173
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	86	580
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	53	355
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	276
ВЛ 110 кВ ГудермесСити – Гудермес-Тяговая 1ц	471/565	55	367
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	457
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	353
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	375

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур **89** кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	170
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	173
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	101	<b>595</b>
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	251
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	275
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	456
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	354
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	374

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 104 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-11.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	169
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	171
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	174
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	99	<b>582</b>
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	255
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	274
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	456
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	354
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	373

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 104 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	167
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	172
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	66	327
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	456
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	76	375

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	95
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	96
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	97
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	418
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	50	249
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	54	270
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	464
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	74	364
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	73	369

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 107 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	163
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	164
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	167
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	252
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	279
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	459
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	76	379

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1ц.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)

АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	3	163
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	3	165
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	3	168
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	256
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	68	333
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	600/600	55	306
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	109	531
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	80	386

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-16 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 2ц.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	7	178
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	7	179
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	182
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	50	249
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	88	425
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 (Л-136)	500/500	61	316
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	72	350
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)	551/630	69	339

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-17 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	162
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	164
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	167
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	255
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	59	287
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	47	248
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	86	426
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	77	369

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-18 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	1	166
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	1	167
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	1	171
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	254
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	64	313

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	119	585
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	79	382

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-19 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	163
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	164
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	5	167
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	255
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	64	308
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	90	446
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	65	319

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод (Л-161)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	169
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	171
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	174
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	80	402
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	64	332
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	456
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	28	170
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	353
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	374

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	170
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	172
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	175
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	50	249
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	57	278
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	101	488
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	68	335
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	82	394

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-22 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	170
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	172
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	175
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	50	249
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	57	278
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	101	488
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)	551/630	68	335
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	82	394

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2018-23 Режим: Послеаварийный отключение Г-3 Грозненской ТЭС**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	232
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	234
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	239
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	419
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	351

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 120 кВ.

## Приложение РВ-ЗМ-2020-Графика

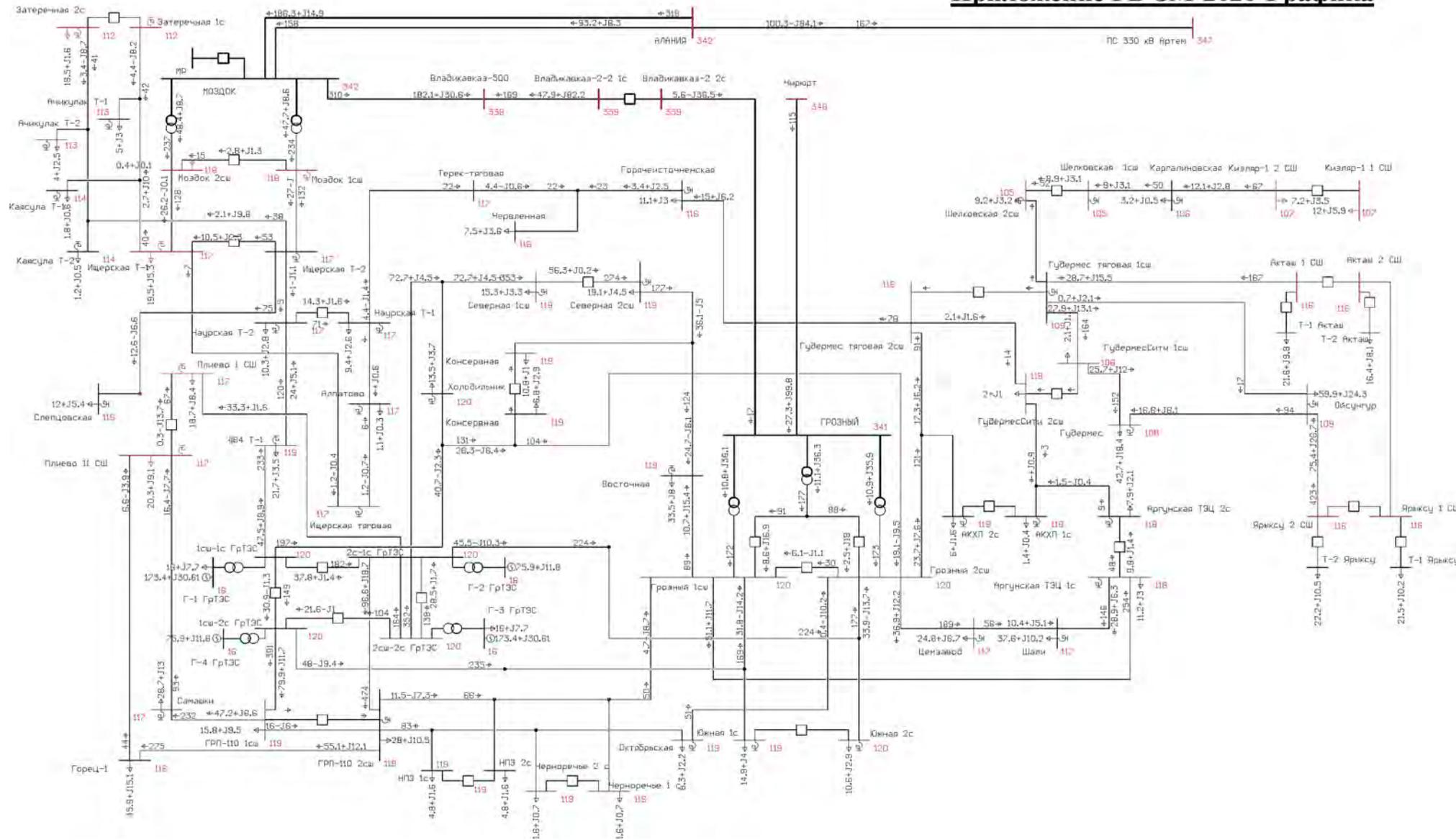


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-1      Режим: Нормальный

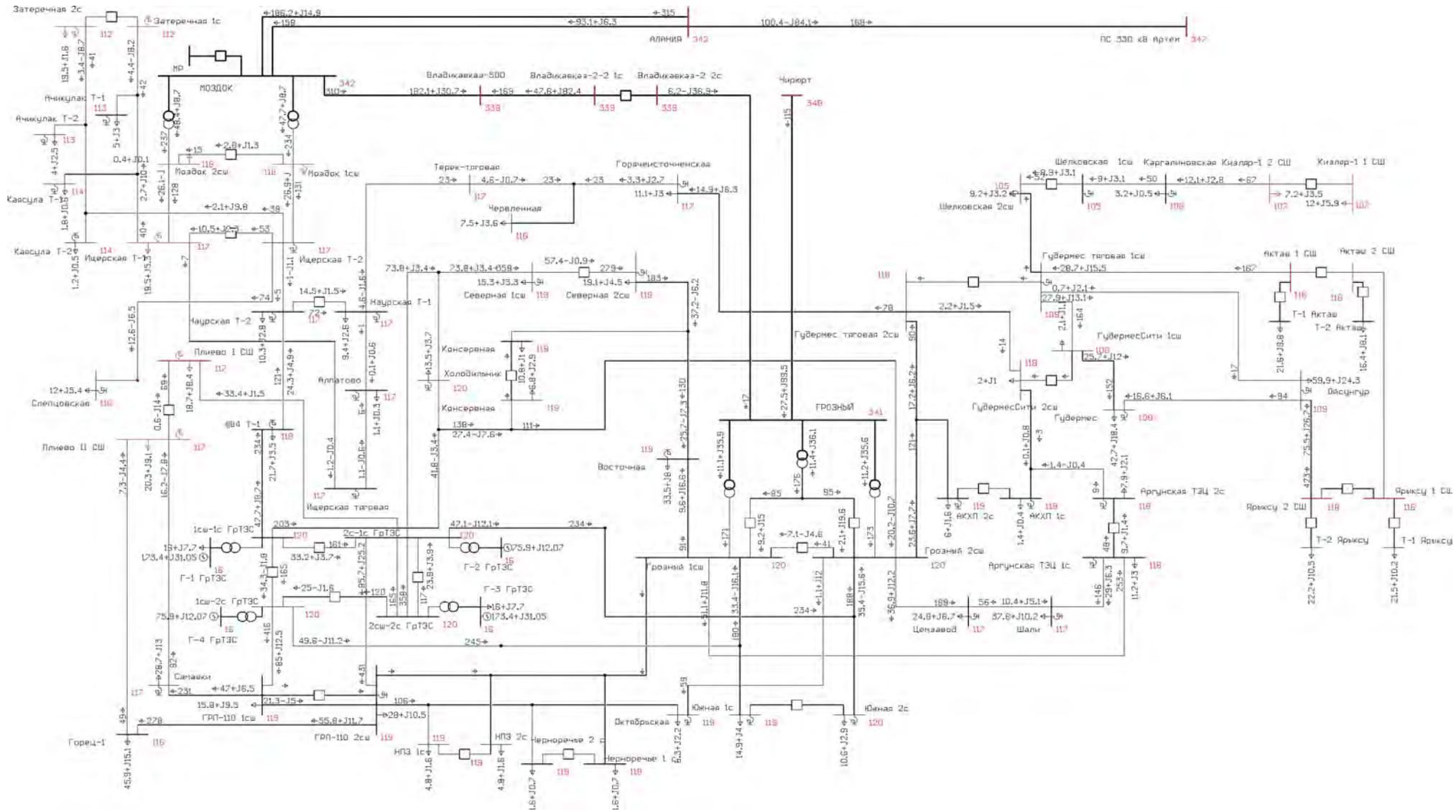


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136)

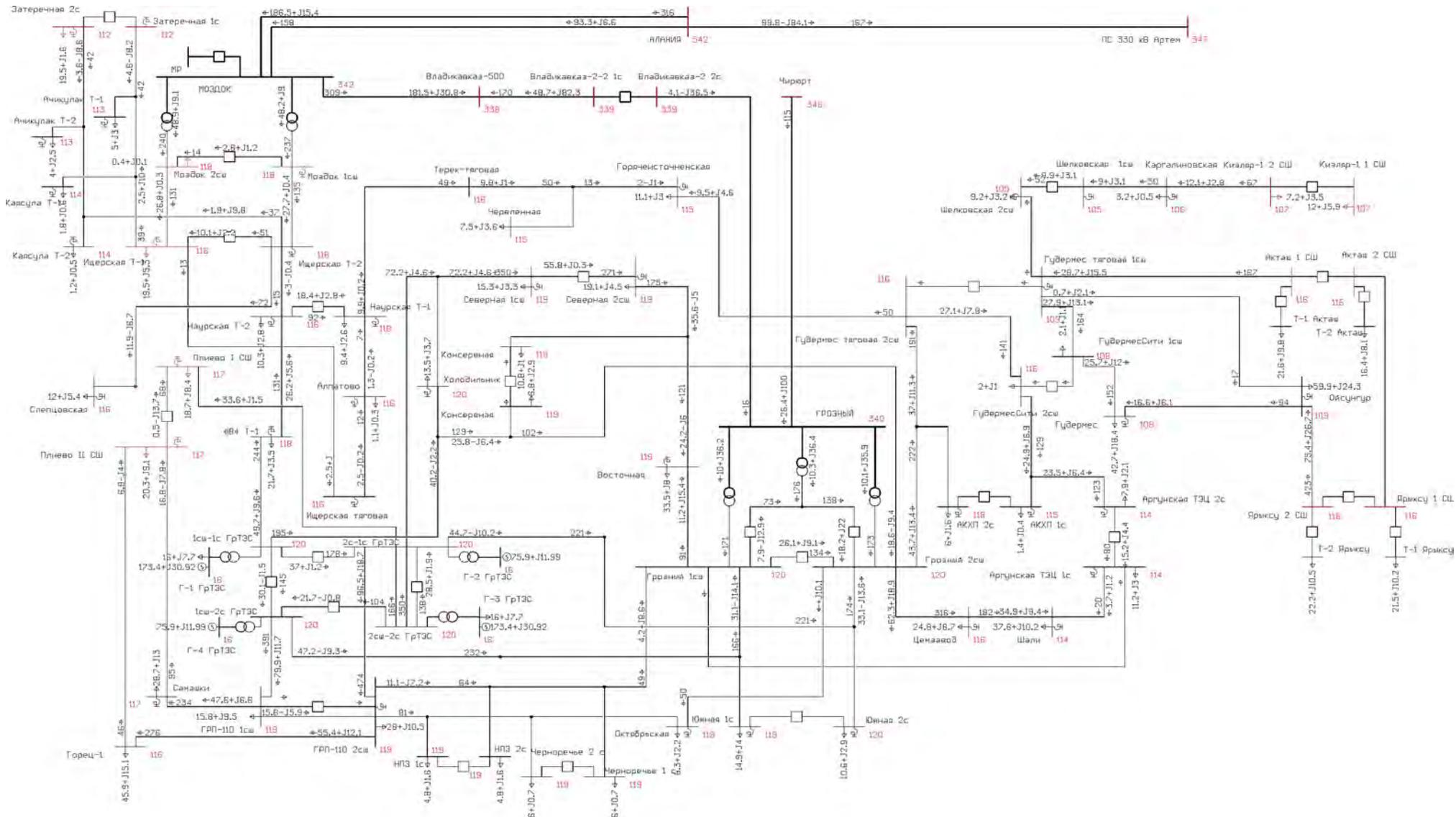


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-3

Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125)

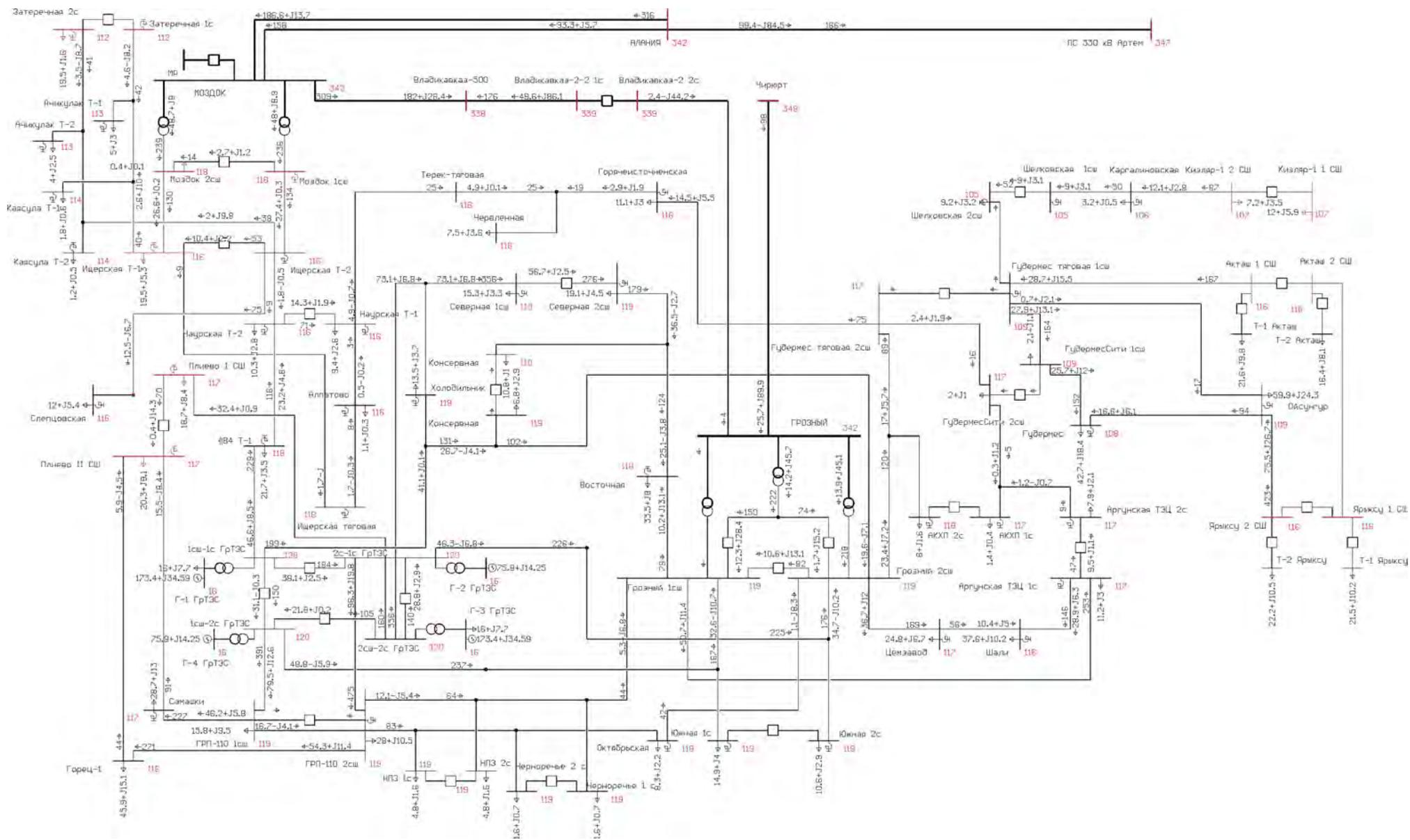


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

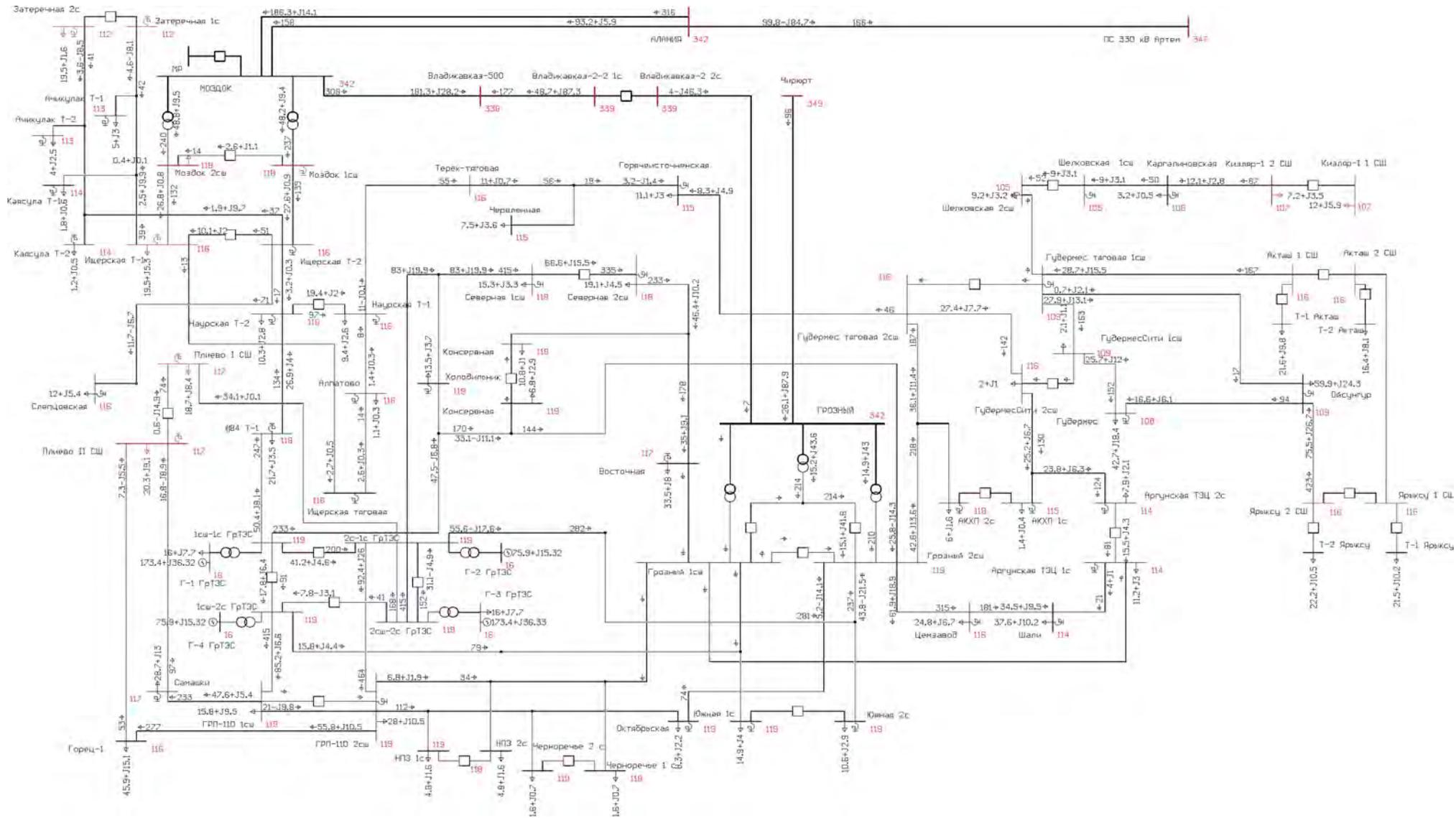


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

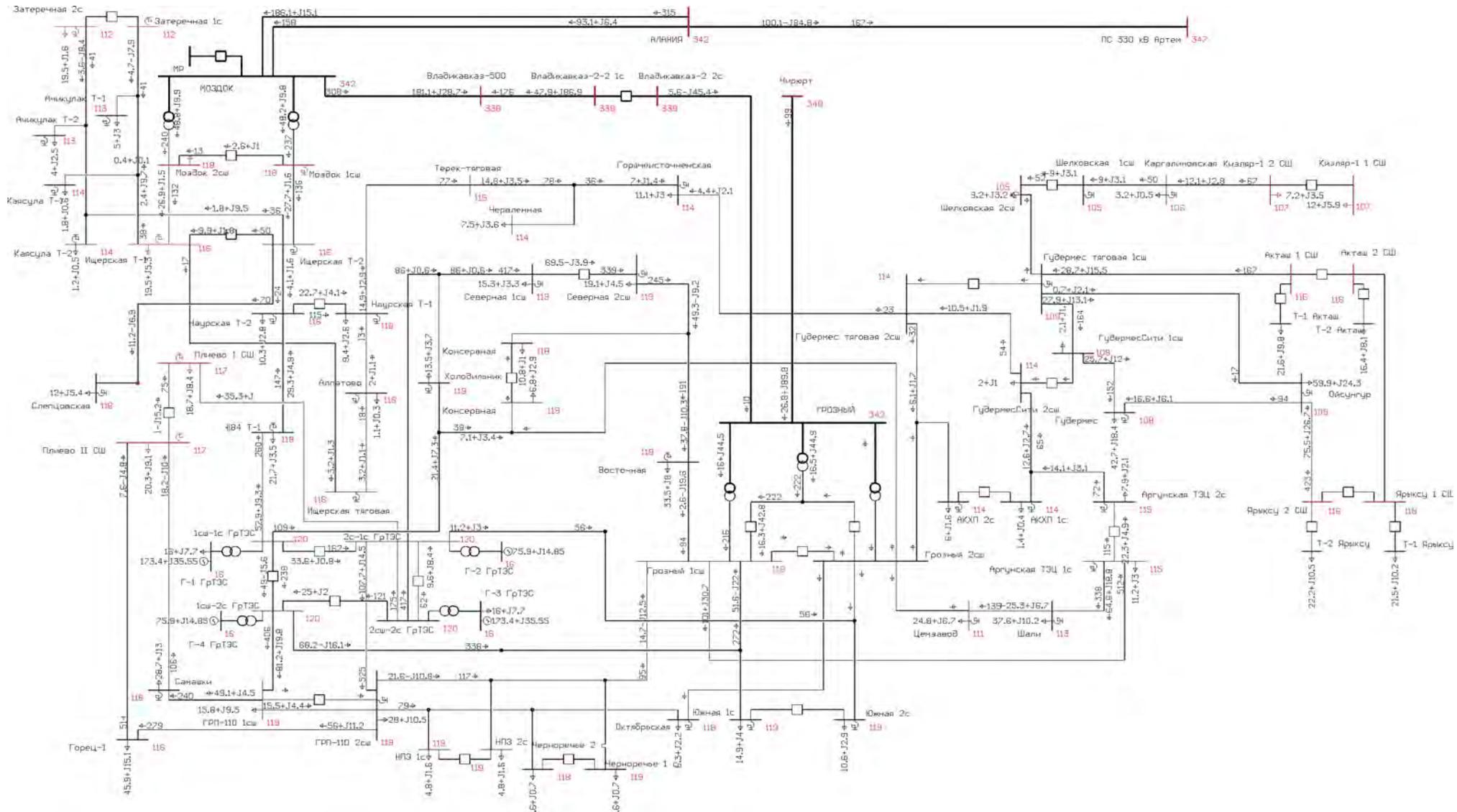


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 ш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

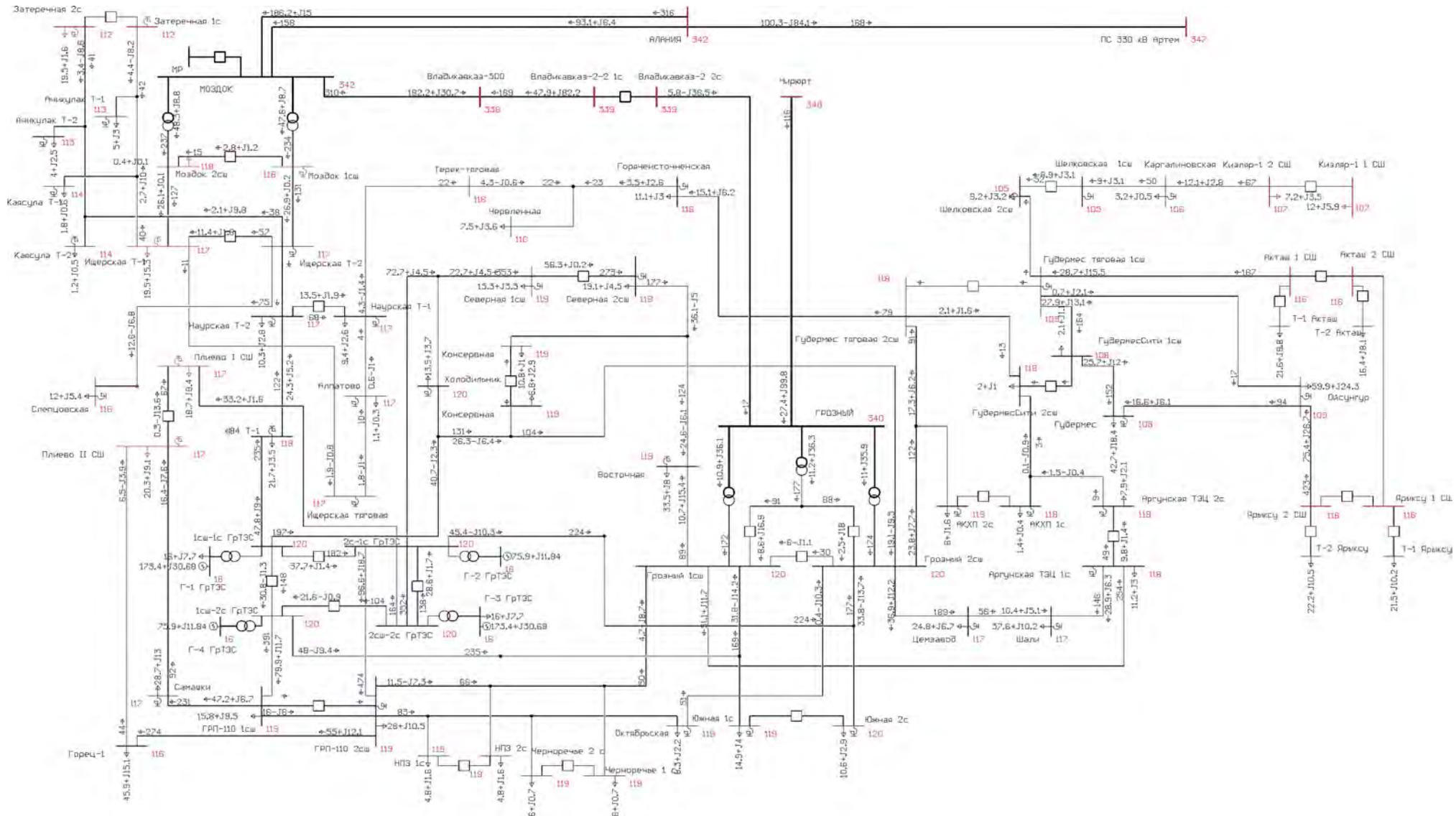


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ичерская-Наурская(Л-130)

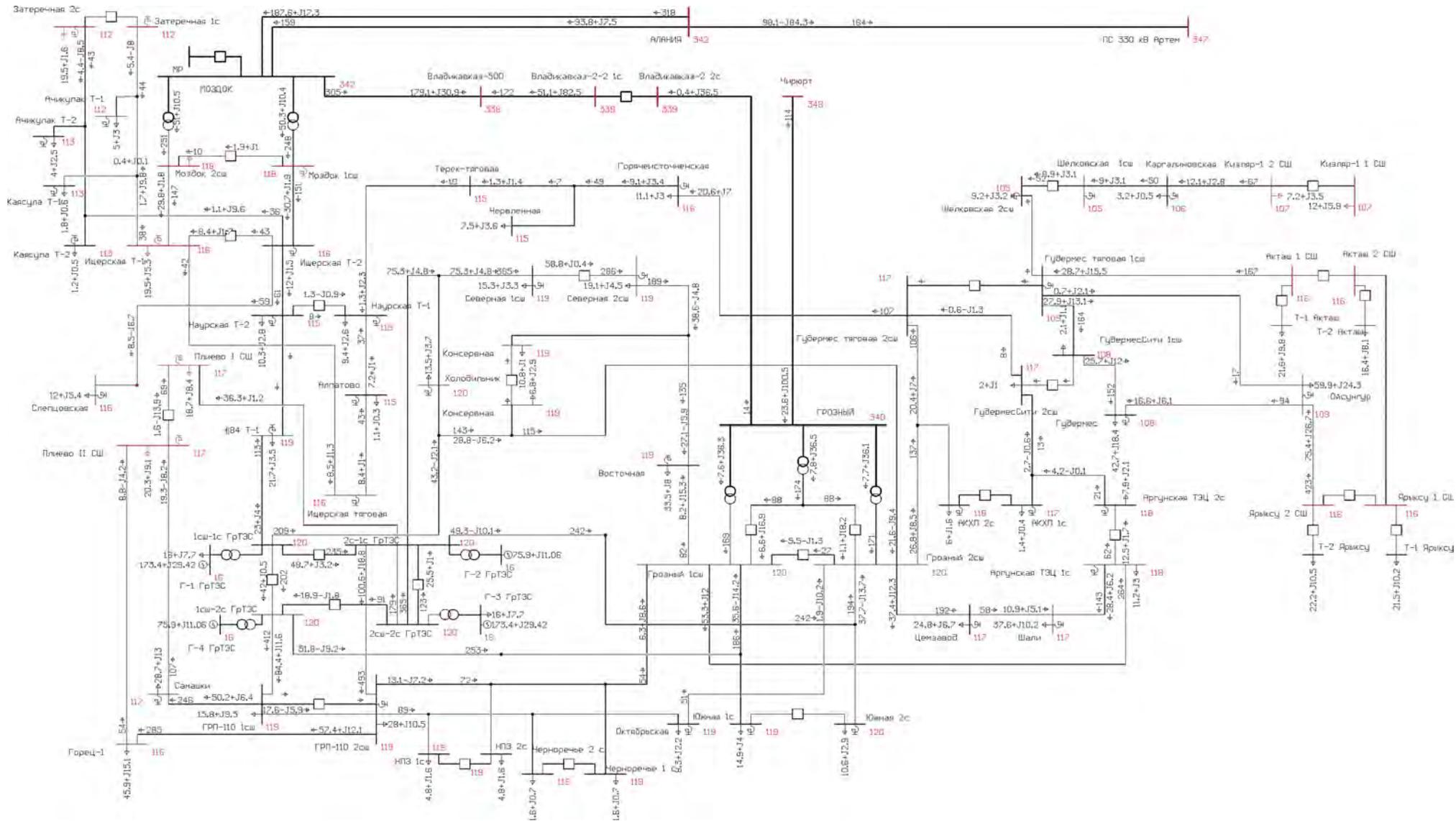


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)

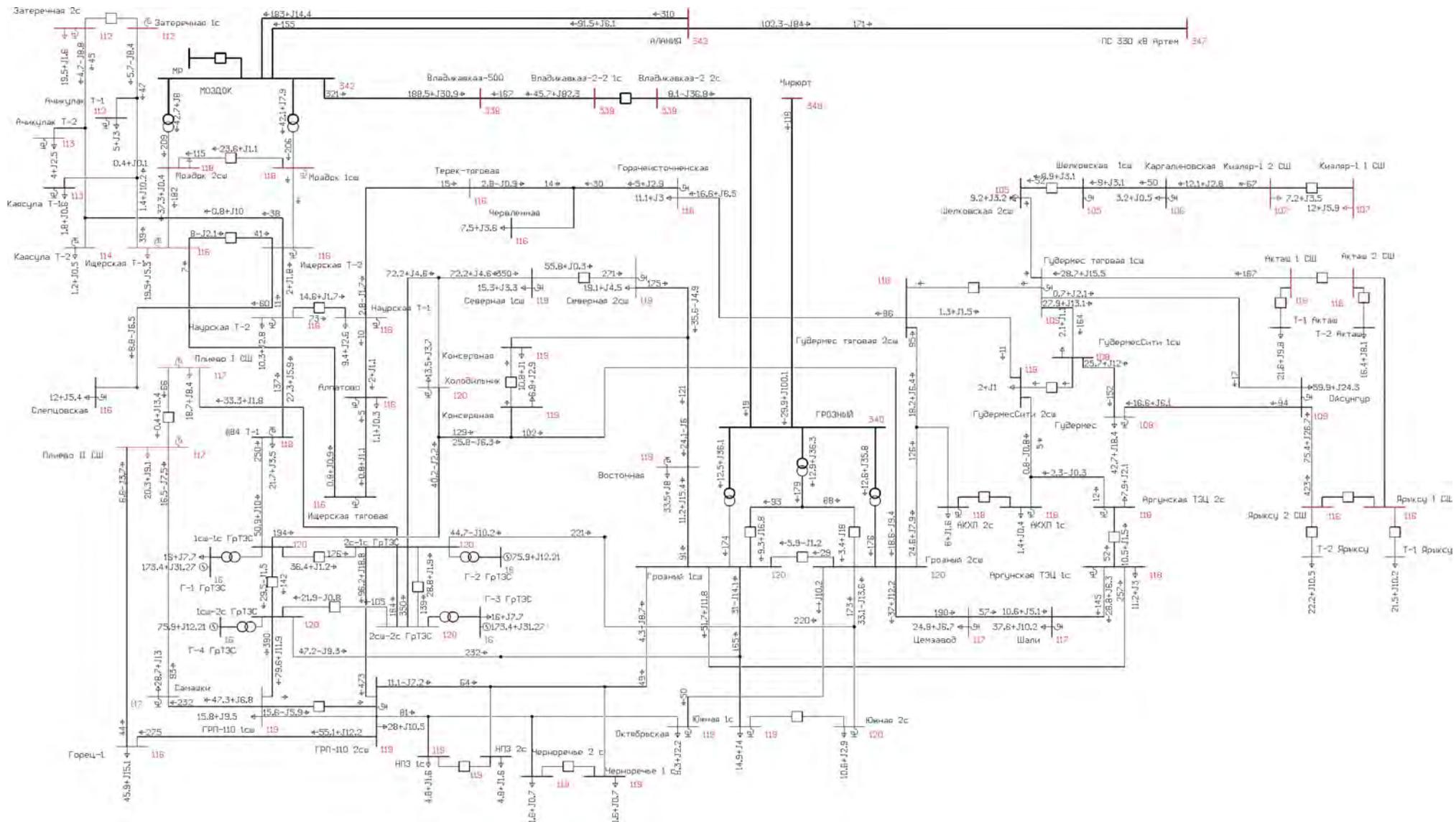


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

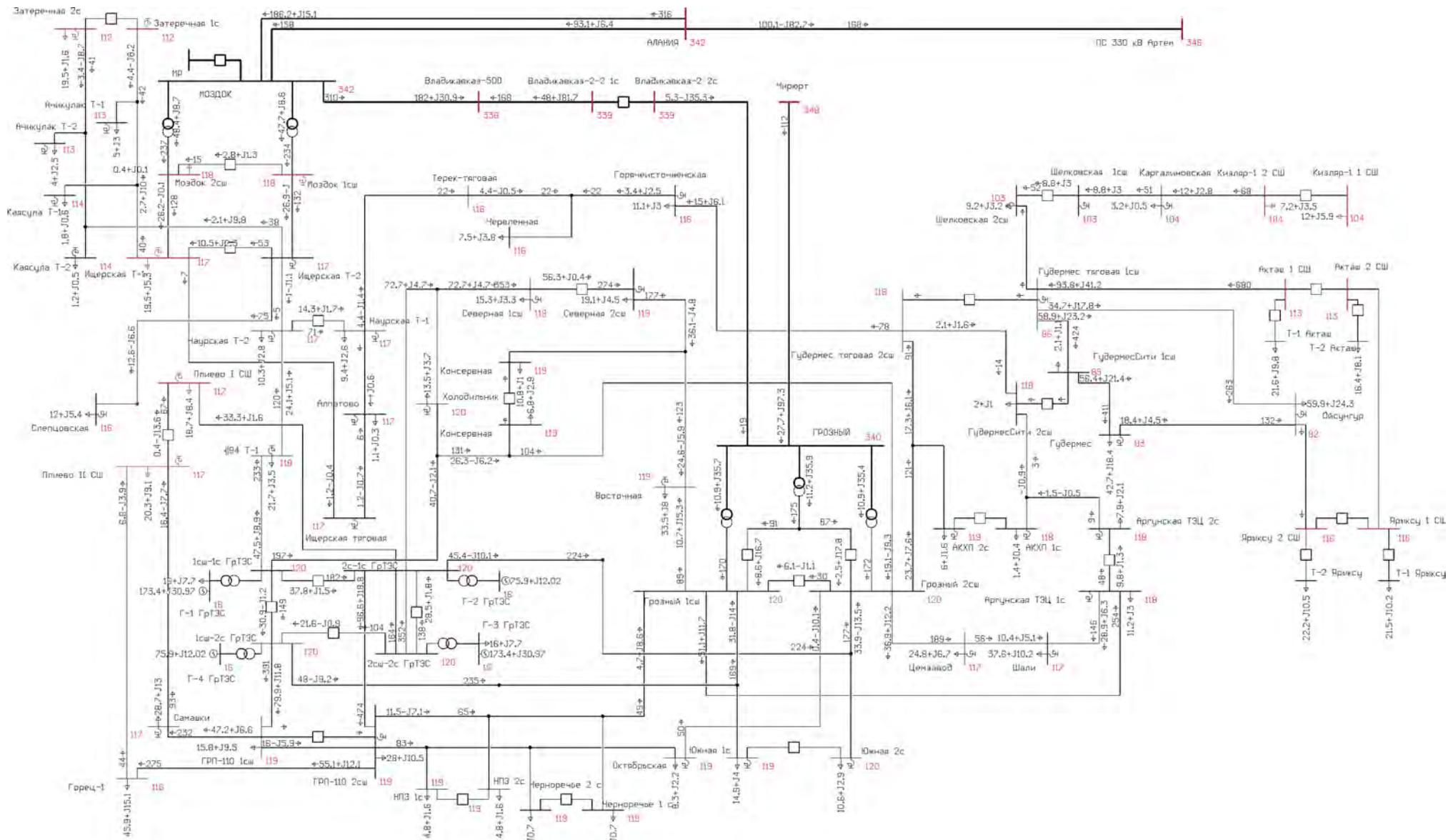


Рисунок № РВ-3М-2020-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярксу-Ойсунгур(Л-128)

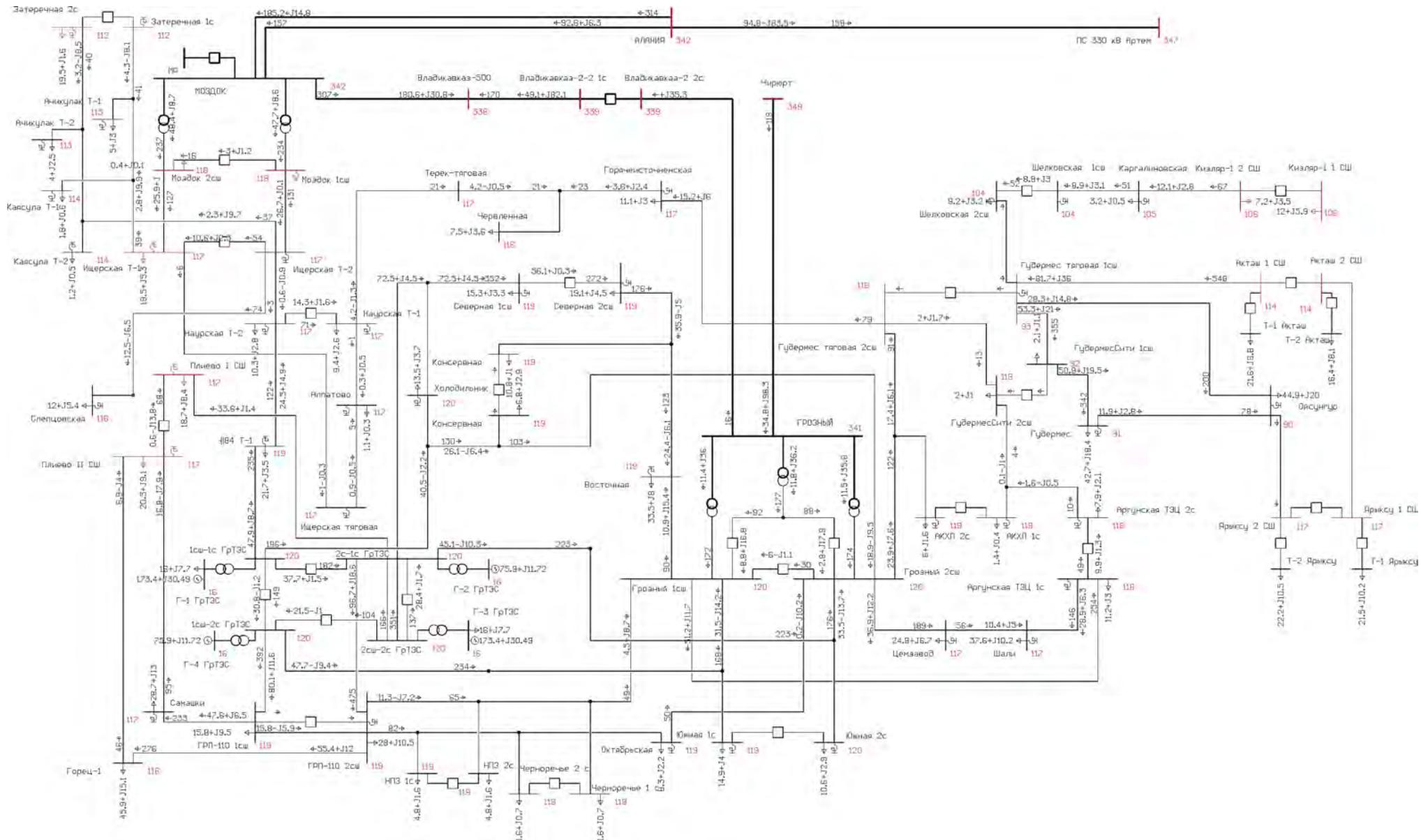


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-10.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128) с работой АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур в объеме 15 МВт

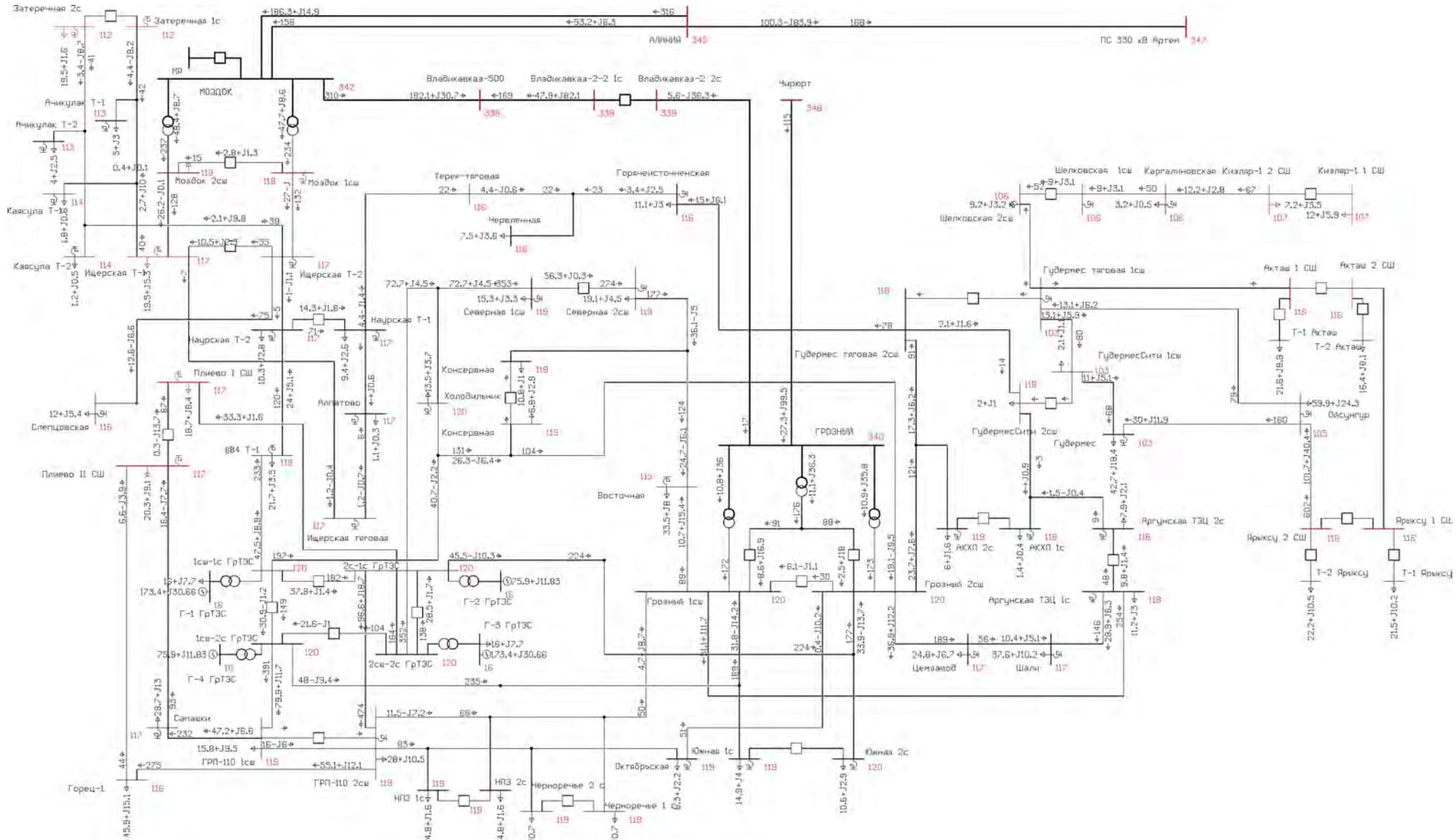


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Актань-Гудермес Тяговая(Л-149)

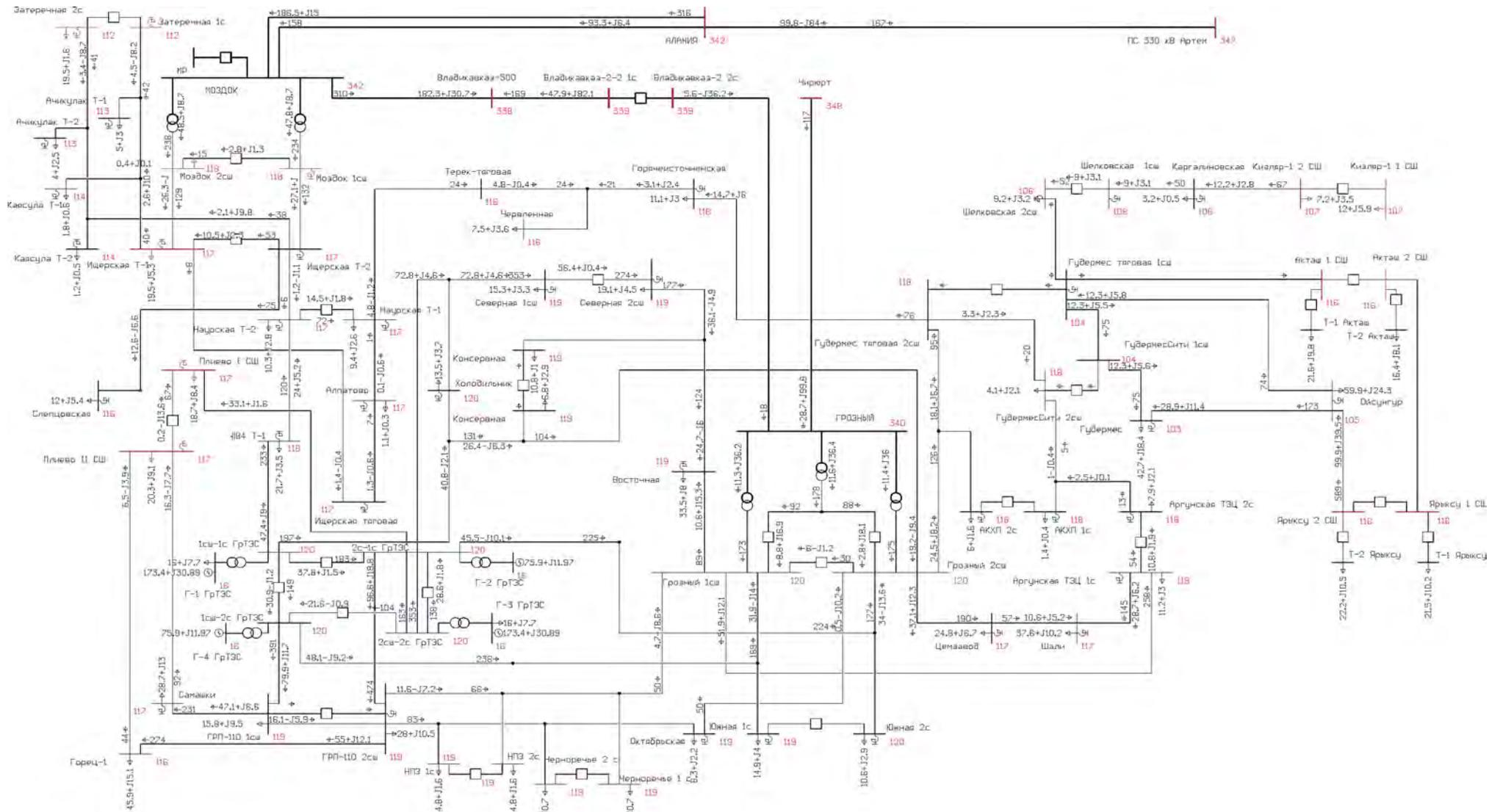


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-11.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Актас-Гудермес Тяговая(Л-149) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.



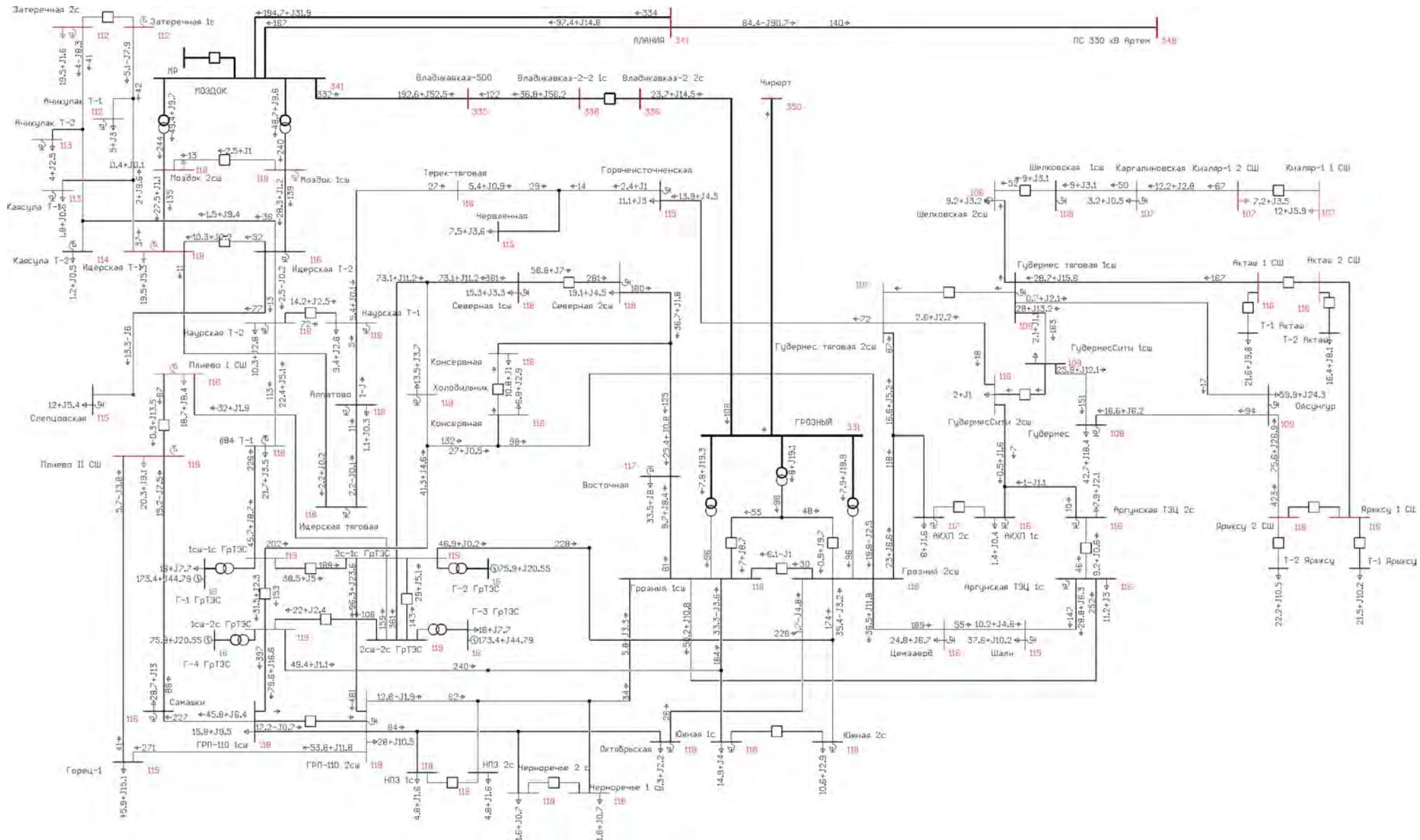


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт

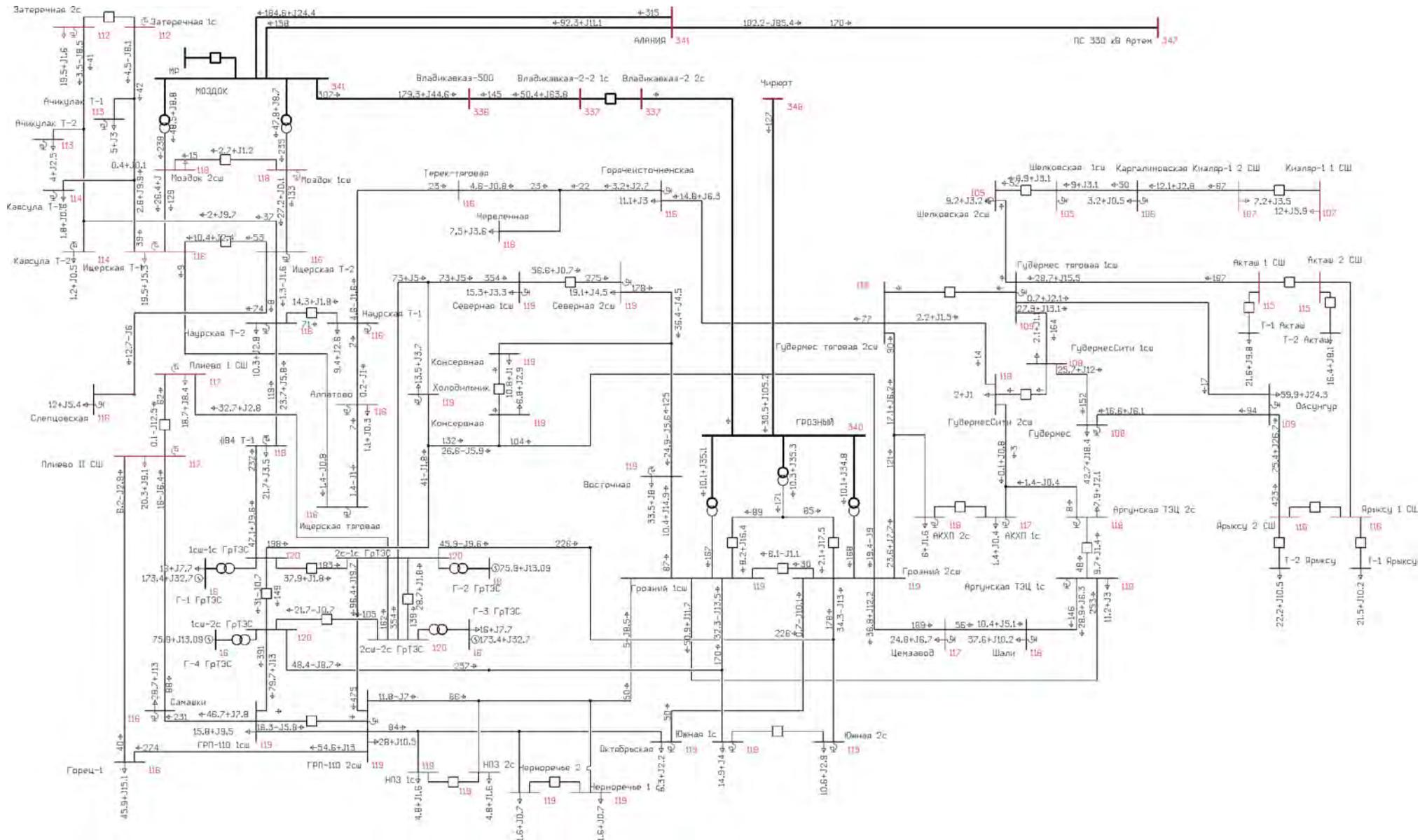


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный

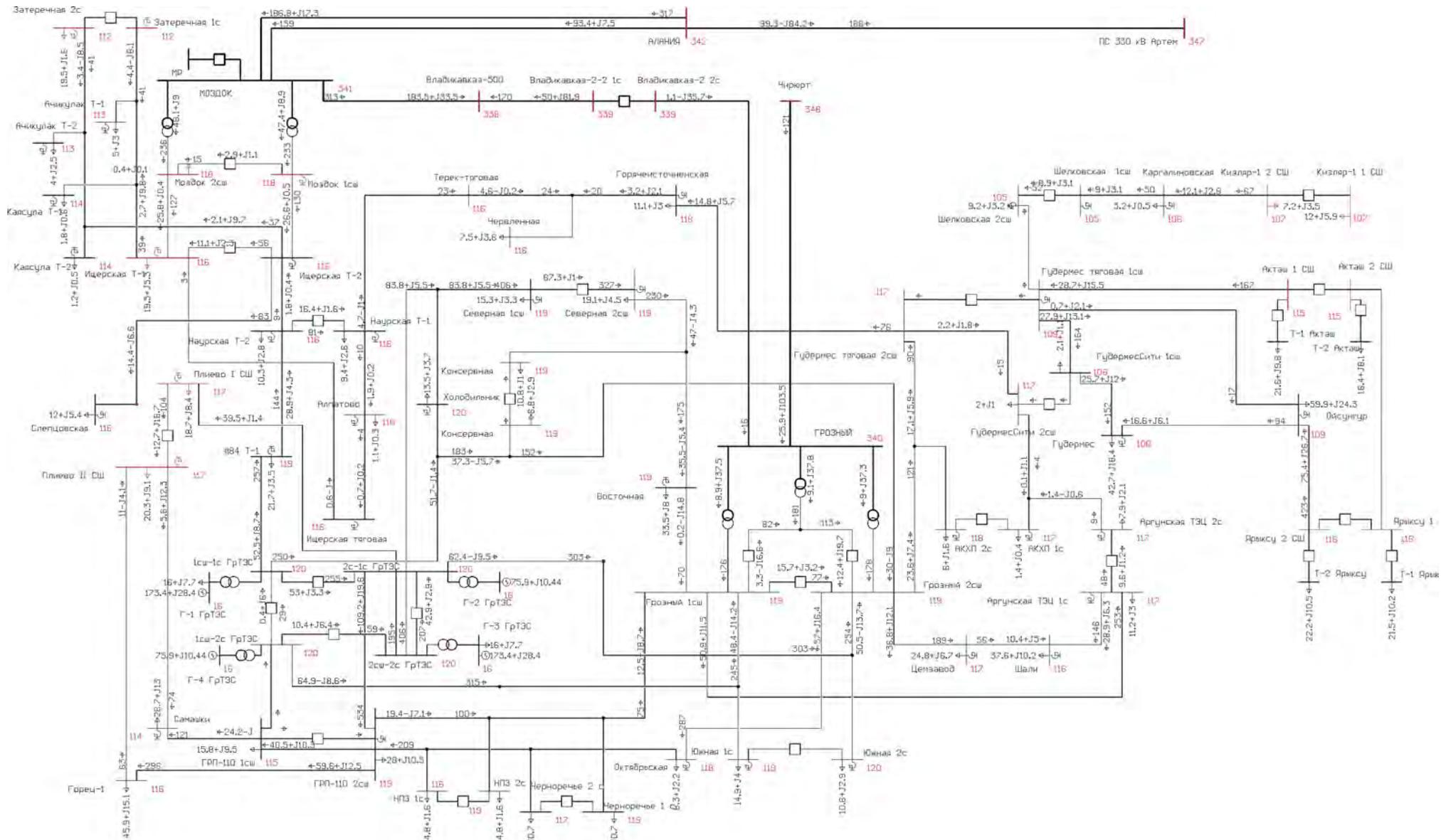


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1с.

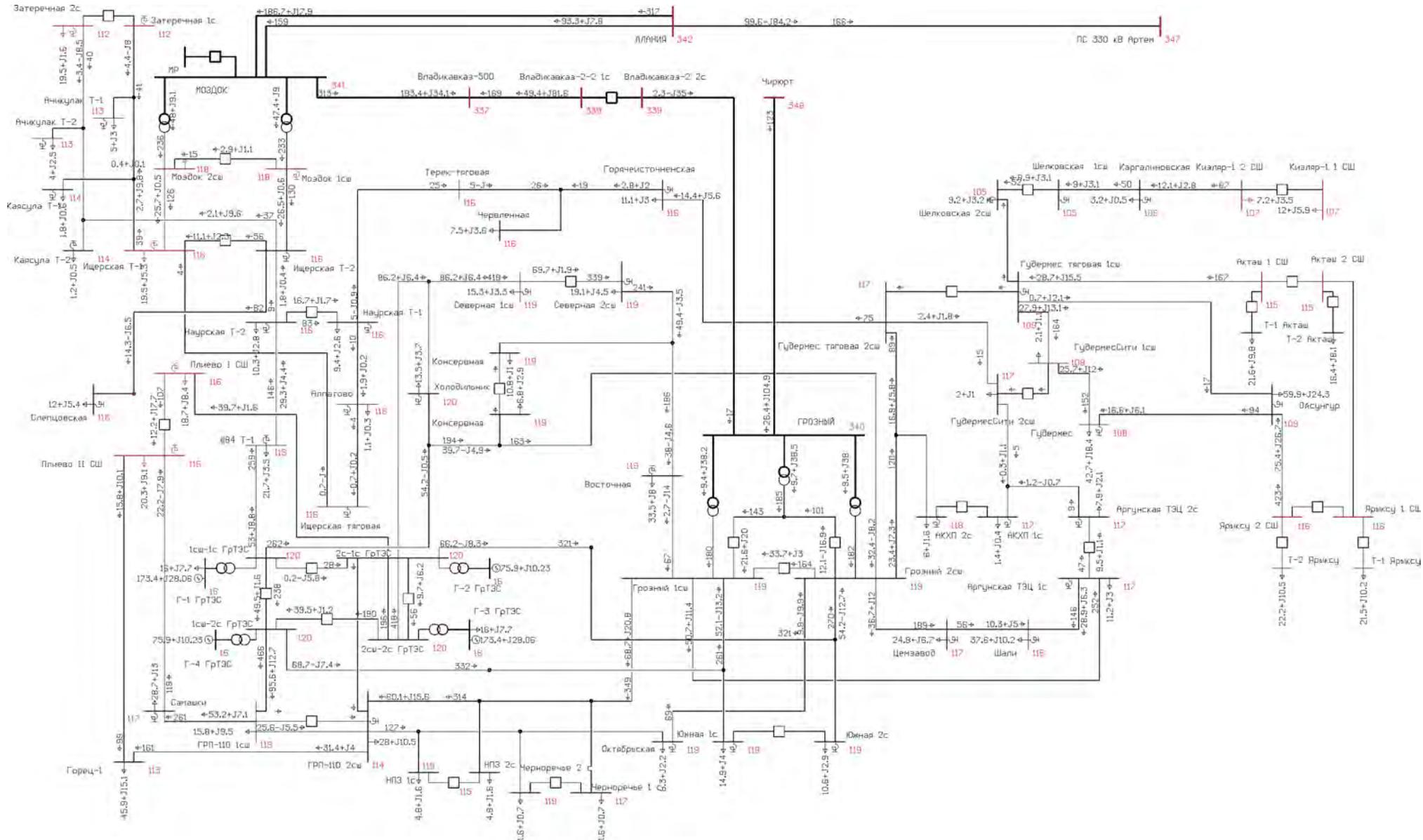


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-16 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 2ц.

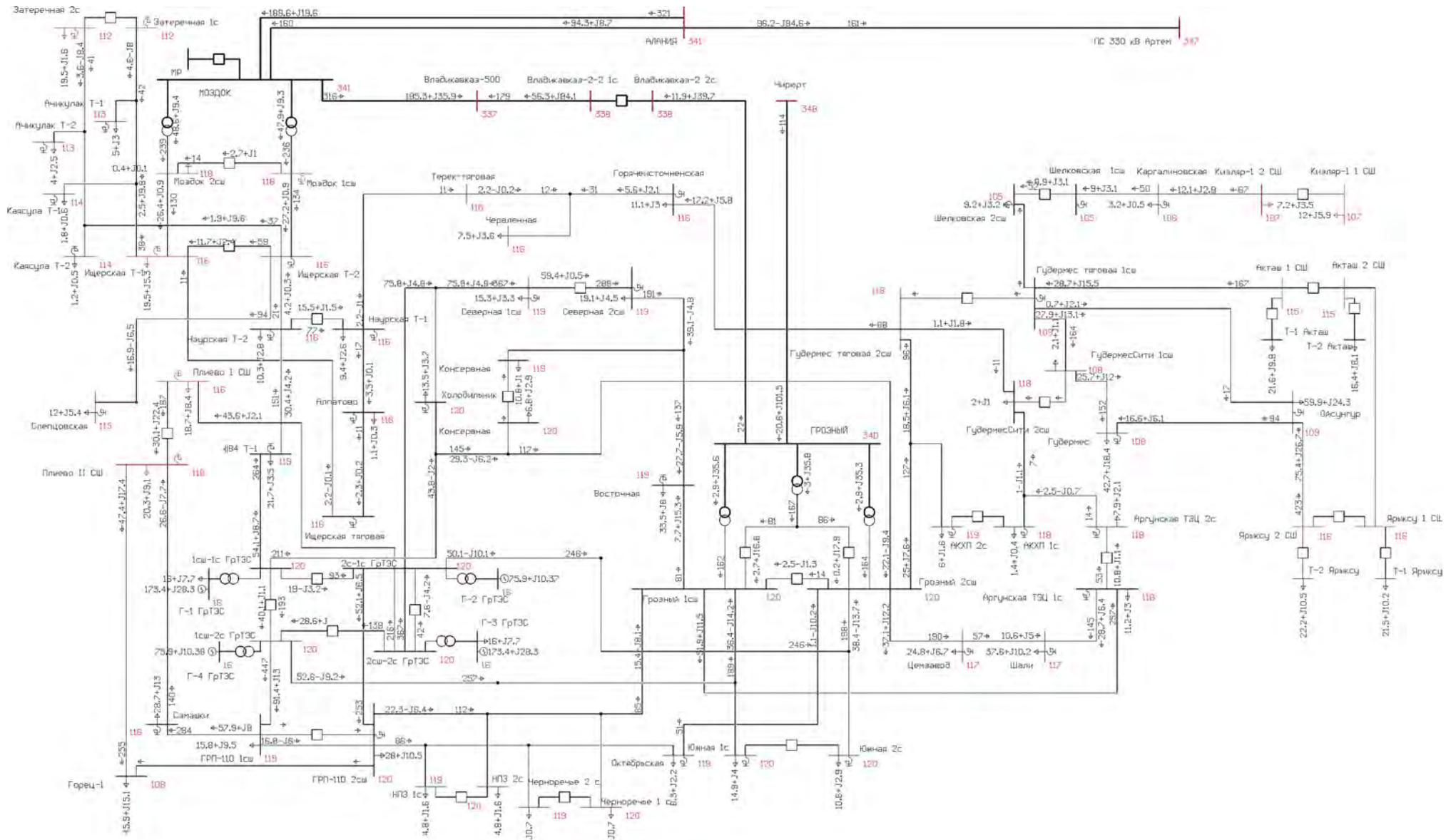


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-17 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)

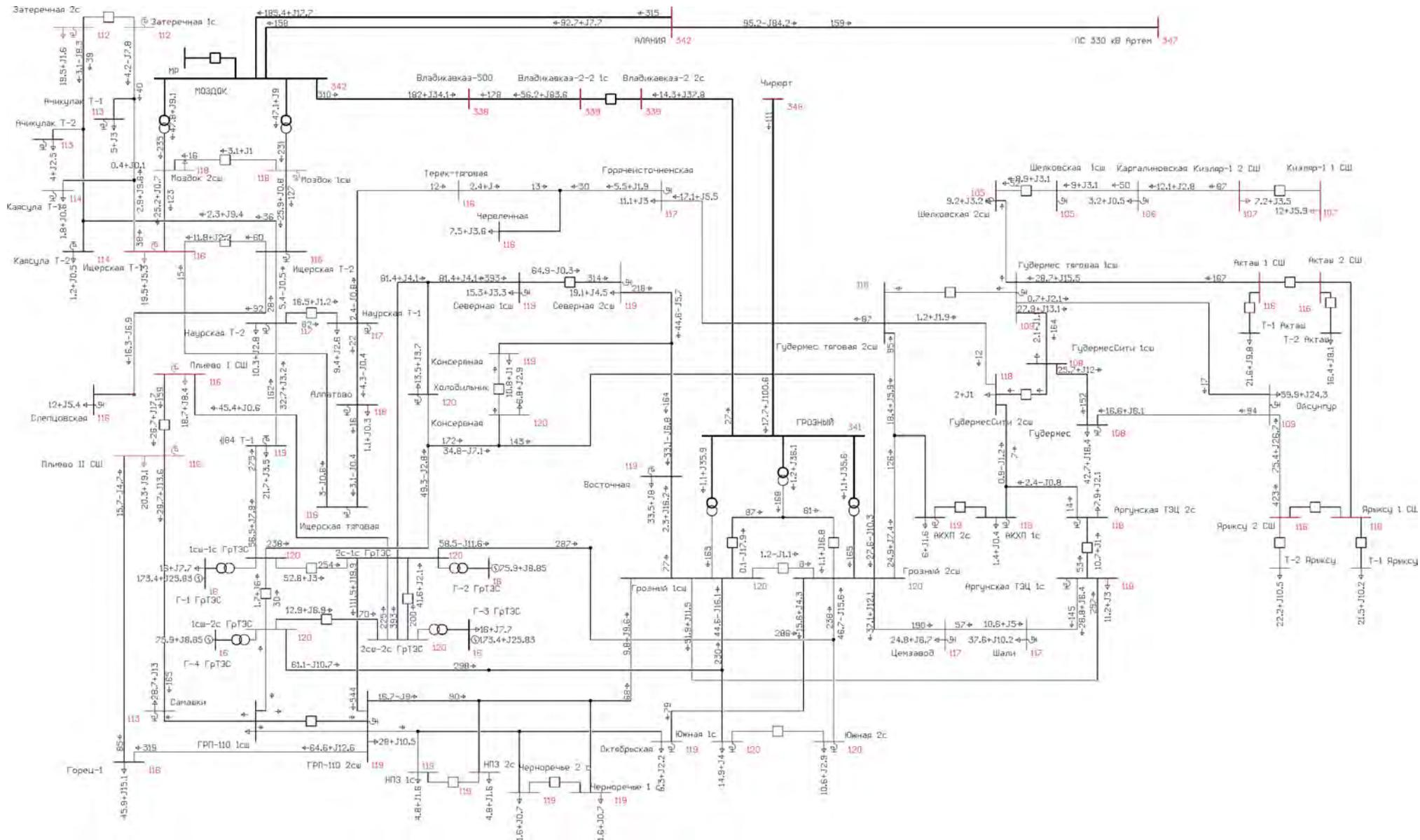


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-18 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

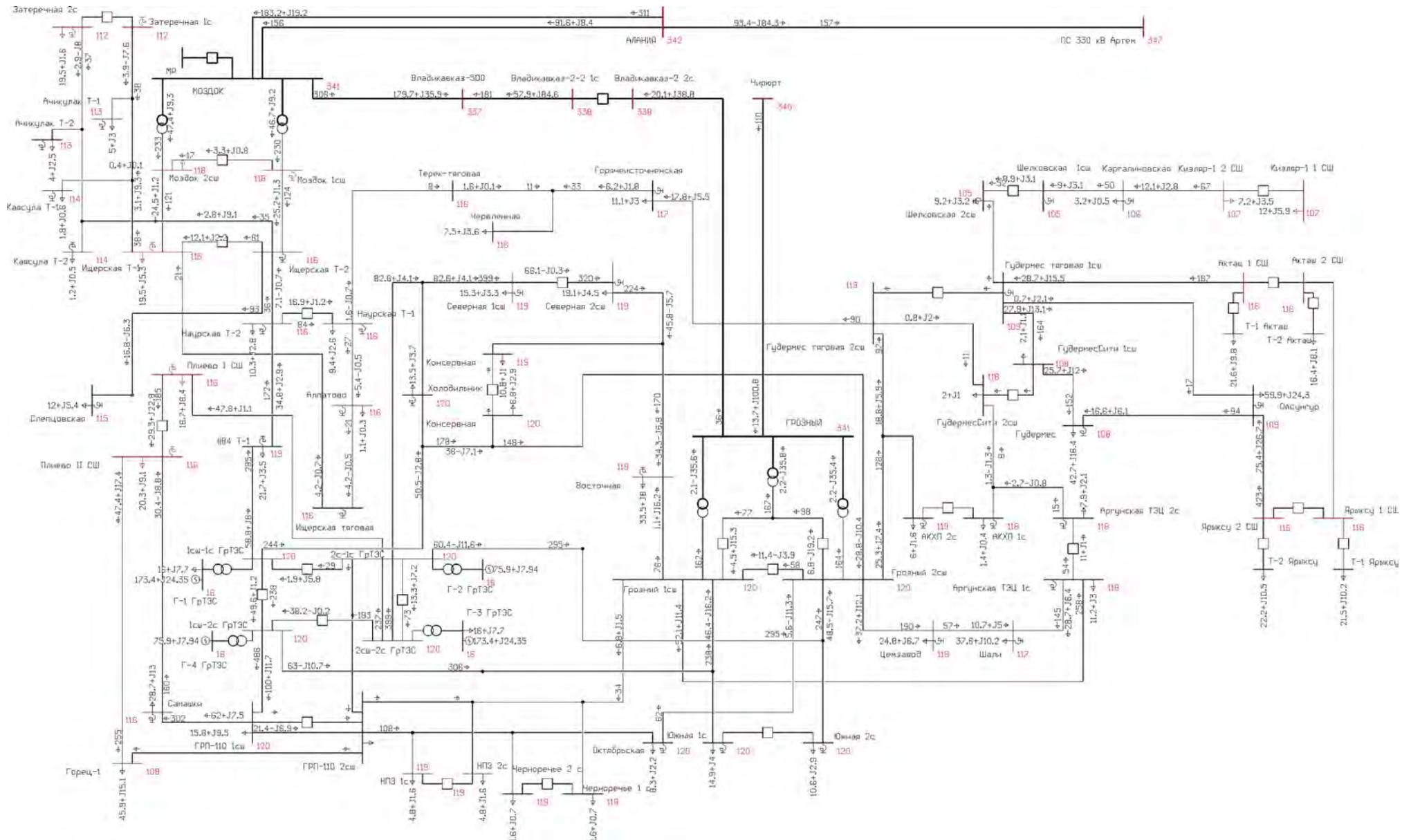


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-19 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

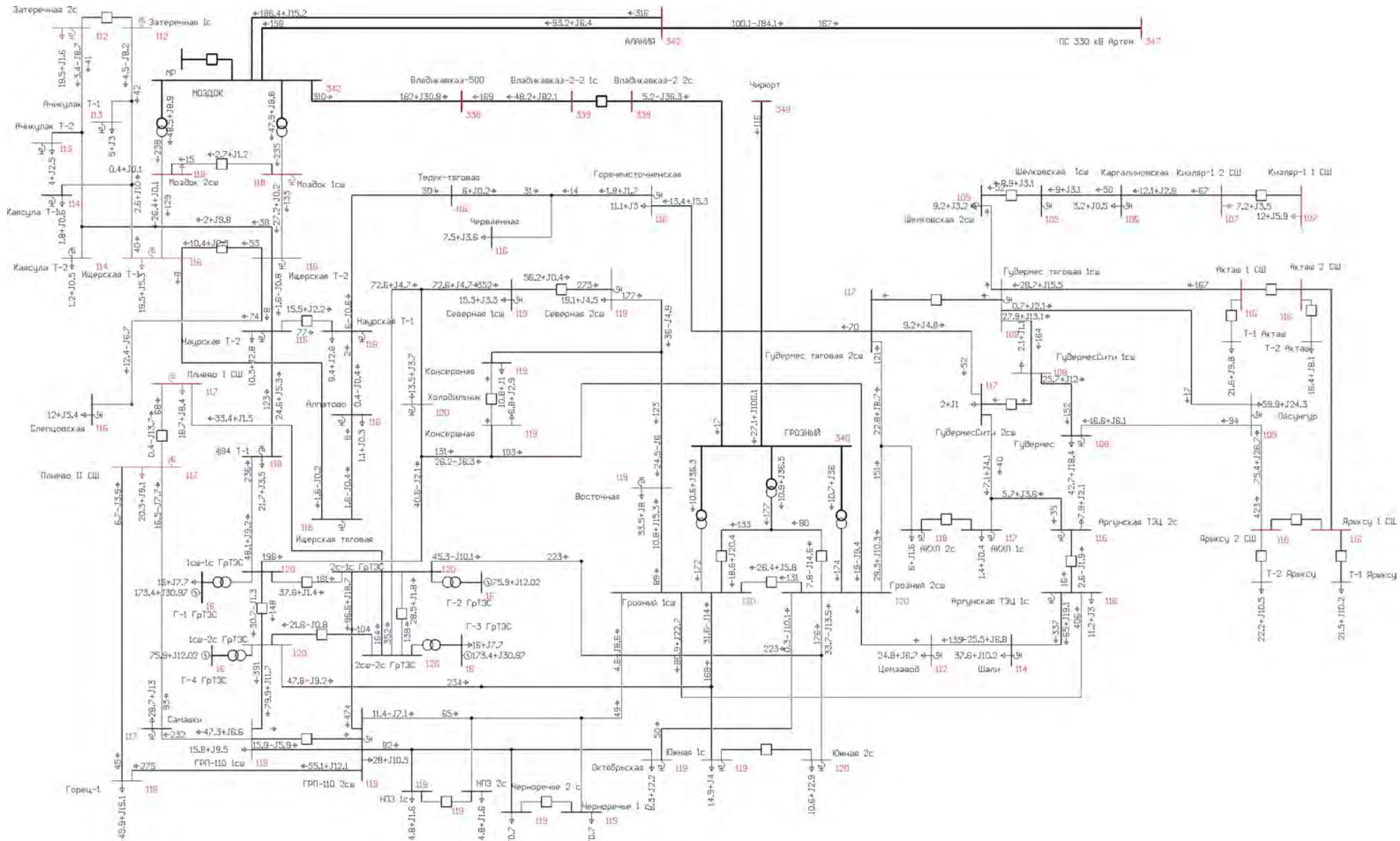


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзав (Л-161)

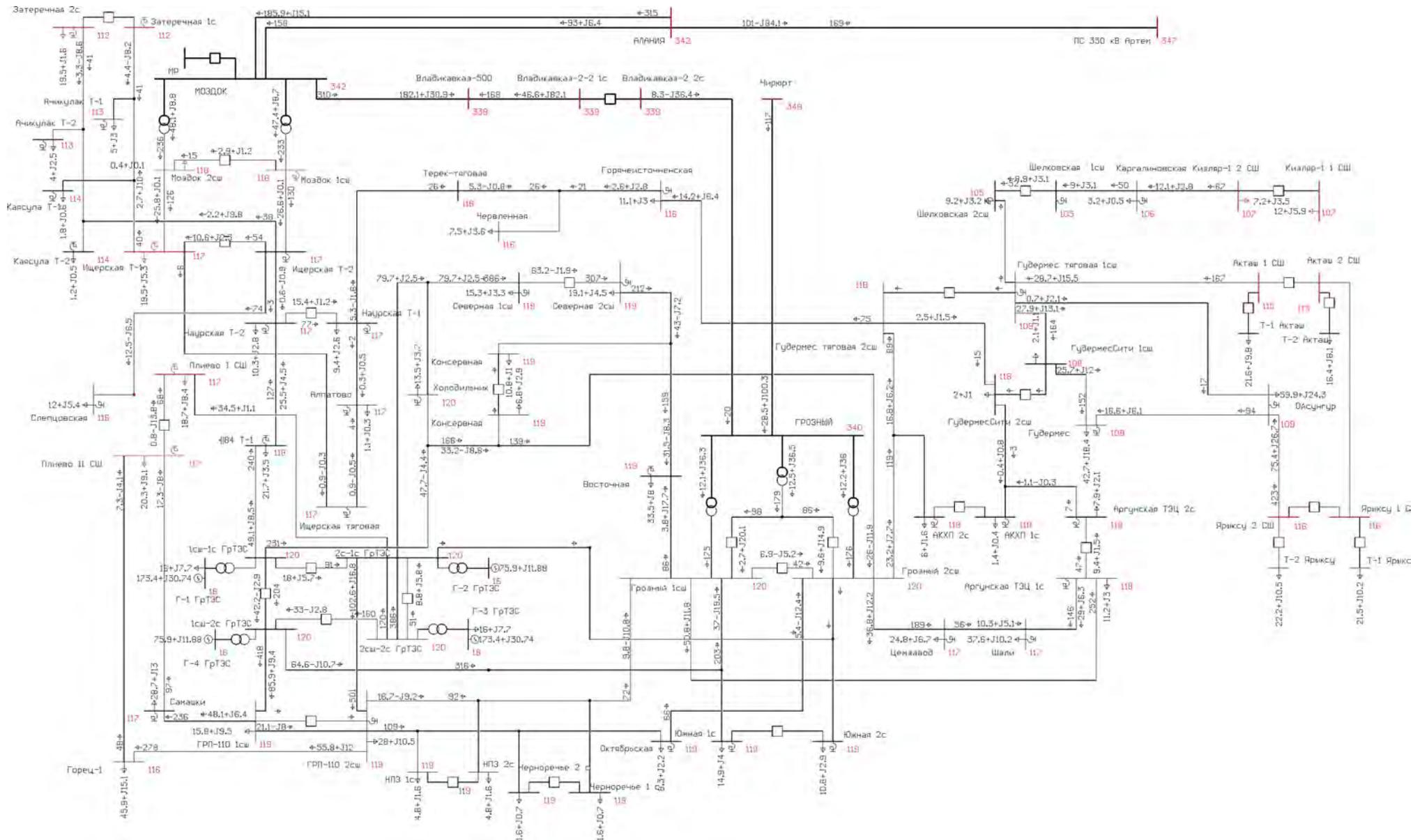


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)

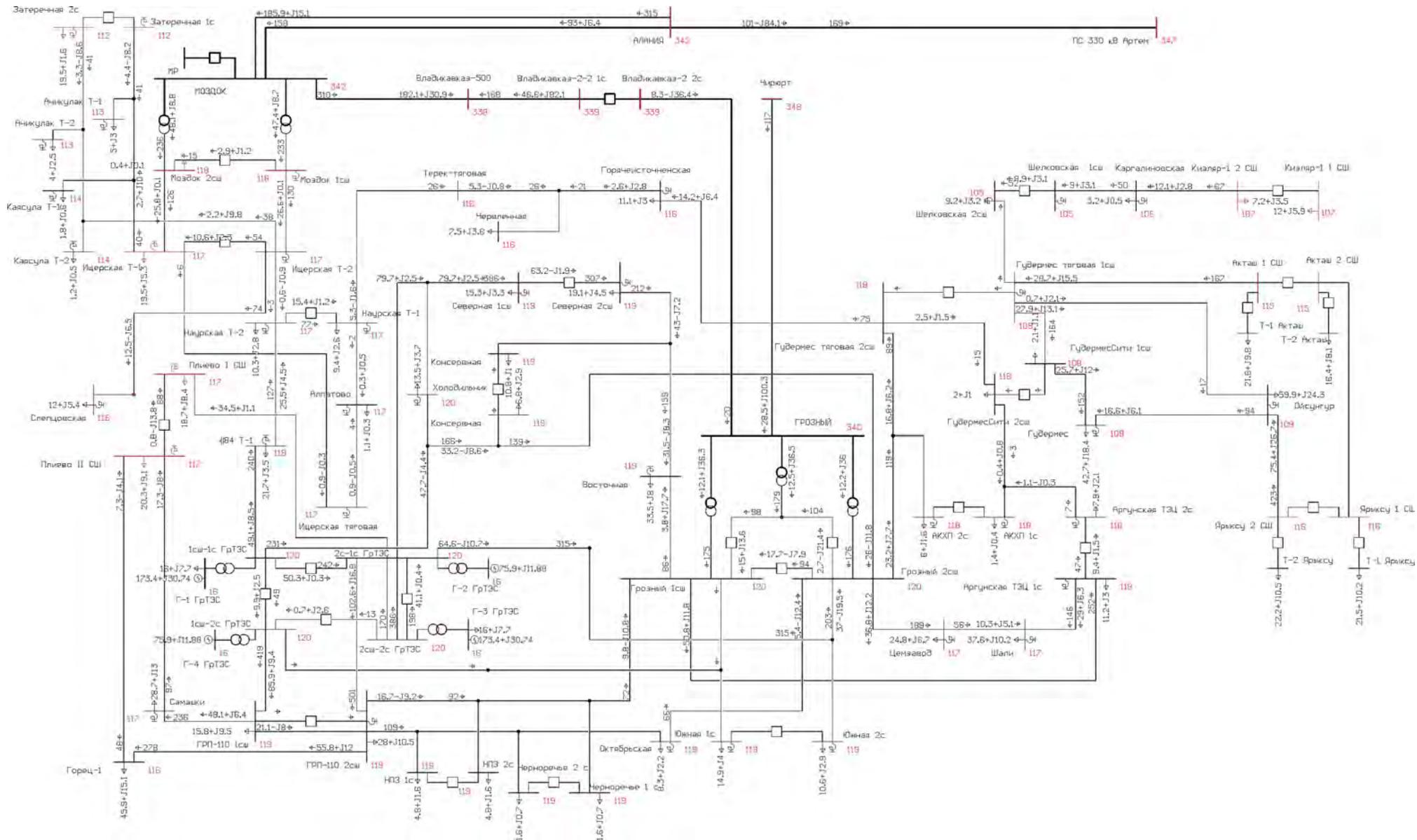


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-22 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)

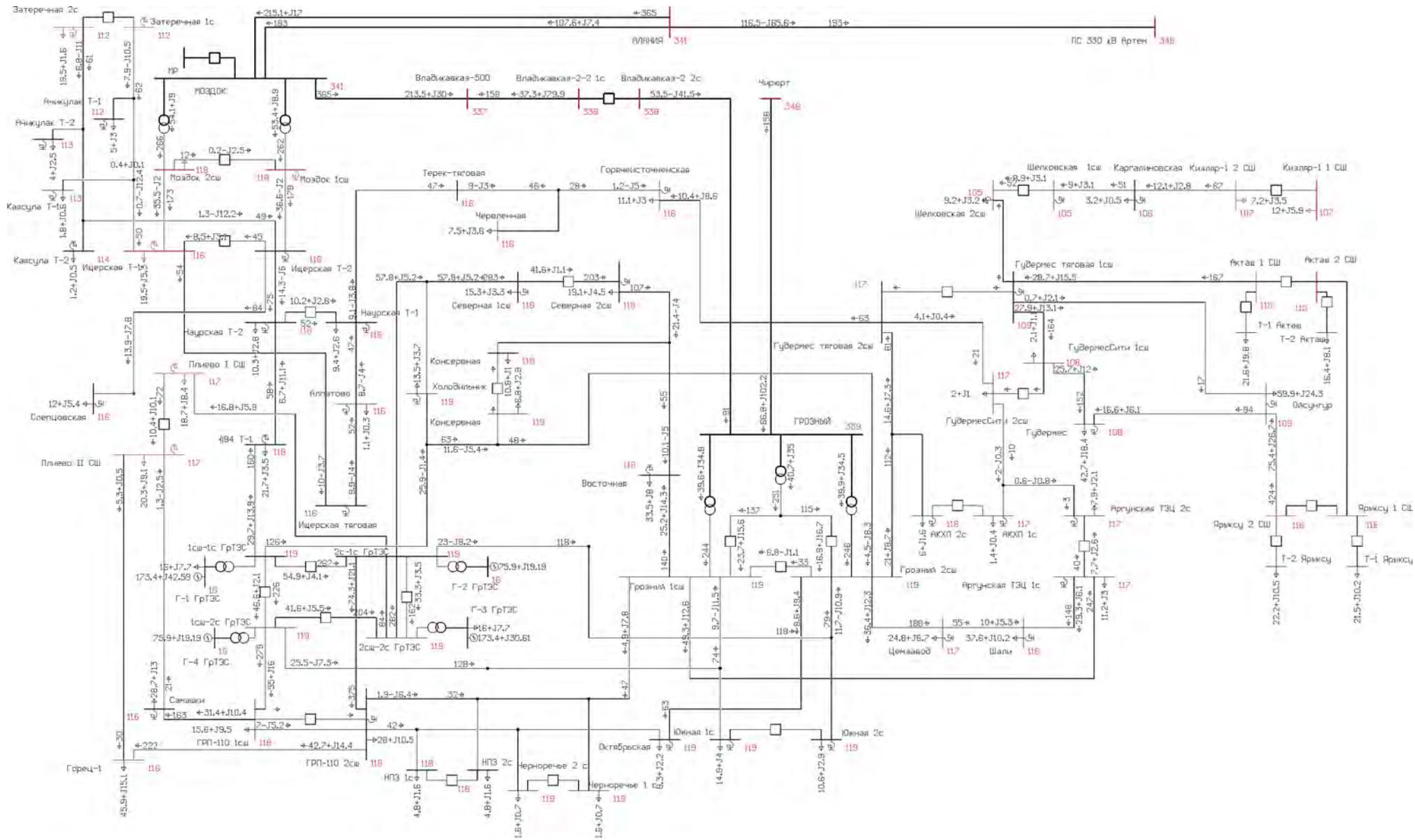


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-23 Режим: Послеаварийный отключение Г-3 Грозненской ТЭС

**Приложение РВ-ЗМ-2020-Таблицы****Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2020 года.****РВ-ЗМ-2020-1 Режим: нормальный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	172
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	173
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	177
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	353
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	253
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	47	231
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	55	273
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	48	236

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 (Л-136).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	171
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	173
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	176
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	85	416
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	430
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	74	358
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	253
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	47	230
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	56	277

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л-125).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	171
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	173
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	176
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	72	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	62	314

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	14	218
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	14	222
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	475
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	356
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	252

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	15	210
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	15	214
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	83	415
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	85	415
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	92	464
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	62	313

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	16	216
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	17	222
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	101	511
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	108	525
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	65	337
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	86	417
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	81	406
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	68	339

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	172
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	174
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	177

ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	352

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	169
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	171
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	174
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	101	493
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	84	413
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	75	365
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	53	264
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	50	245
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	500/500	57	284
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	52	253

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ишерская(Л-120).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	174
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	179
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	473
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	390
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	72	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	256

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	170
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	172
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	175
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	94	<b>685</b>
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	56	410
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	353
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	253

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур **82**кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-10.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128) с работой АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур в объеме 15 МВт.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	172
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	174
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	177
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/600	82	553
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	51	342
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	392
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	351
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	253

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур 90 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	172
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	173
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	176
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	102	<b>604</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	353
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	253

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 103 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-11.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) с переводом нагрузки ПС 110 кВ Гудермес Сити на питание от 2 сш 110 кВ на время прохождения максимума нагрузки.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	173
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	175
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	178
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	100	<b>590</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	353

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 103 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141).**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	170
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	172
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	175
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	66	329
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	72	350

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	96
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	96
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	8	98
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	76	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	481
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	397
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	361

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	167
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	168
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	171
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	475
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	392
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	354

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1ц.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	176
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	178
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	181
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	109	534
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	84	406
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	65	315

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)	551/630	62	304
---------------------------------------------	---------	----	-----

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-16 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 2ц.**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	9	180
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	182
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	10	185
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	96	467
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136)	500/500	60	314
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	86	418
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	69	333
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)	551/630	66	321

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-17 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	3	162
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	3	164
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	3	167
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	91	447
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	76	367
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	58	283

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-18 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	1	163
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	1	165
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	1	168
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	112	543
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	81	393
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	256
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	61	298
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец(Л-105)	551/630	65	318

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-19 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	2	162
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	2	164
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	2	167
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	100	487
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	83	399
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	500/500	62	302
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	52	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	63	307

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод (Л-161)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	172
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	174
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	11	177
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	81	406
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	65	336
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	97	474
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	80	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	73	352

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	175
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	13	179
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	103	501
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	86	419
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	80	386
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)	551/630	65	316
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	252

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЗМ-2020-22 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-114)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	175
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	12	179

ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	103	501
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	86	419
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	551/630	80	386
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)	551/630	65	316
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	51	252

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-3М-2020-23 Режим: Послеаварийный отключение Г-3 Грозненской ТЭС**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	722/942	40	244
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	40	246
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	41	251
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	75	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	74	375
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	49	246

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105 кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 119 кВ.

Приложение РВ-ЛМ-2016-Графика

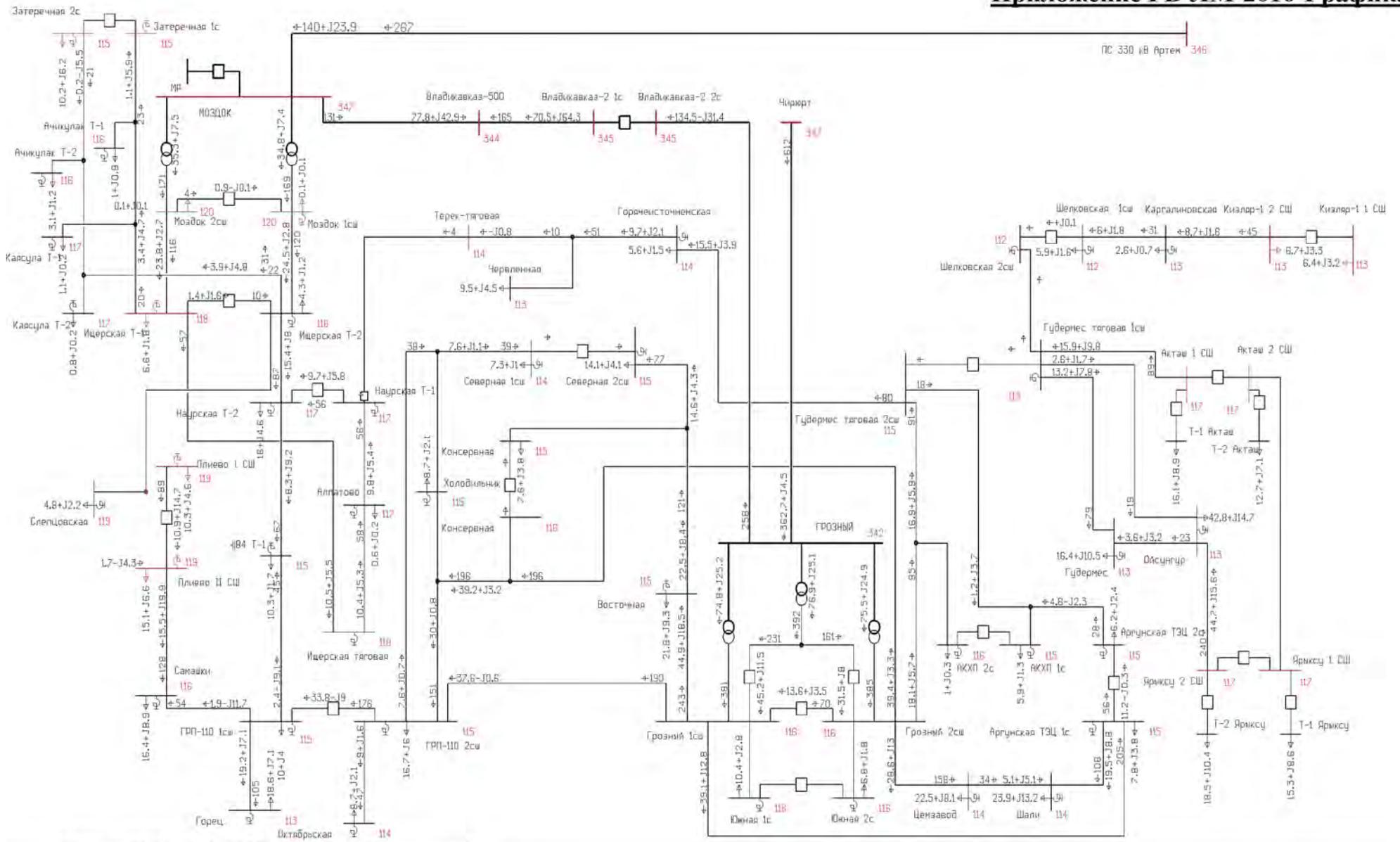
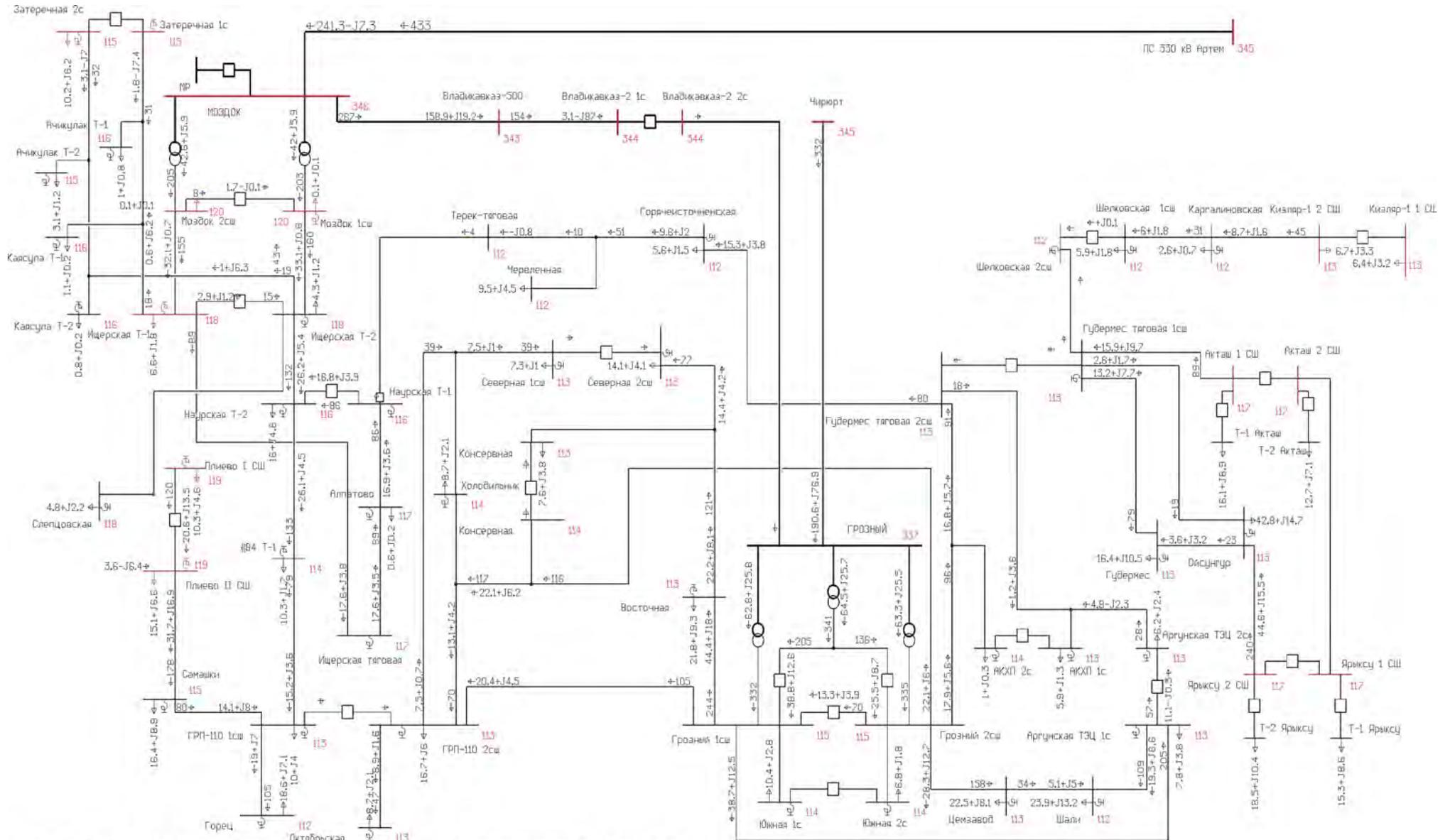


Рисунок № РВ-ЛМ -2016-1 Режим: Нормальный



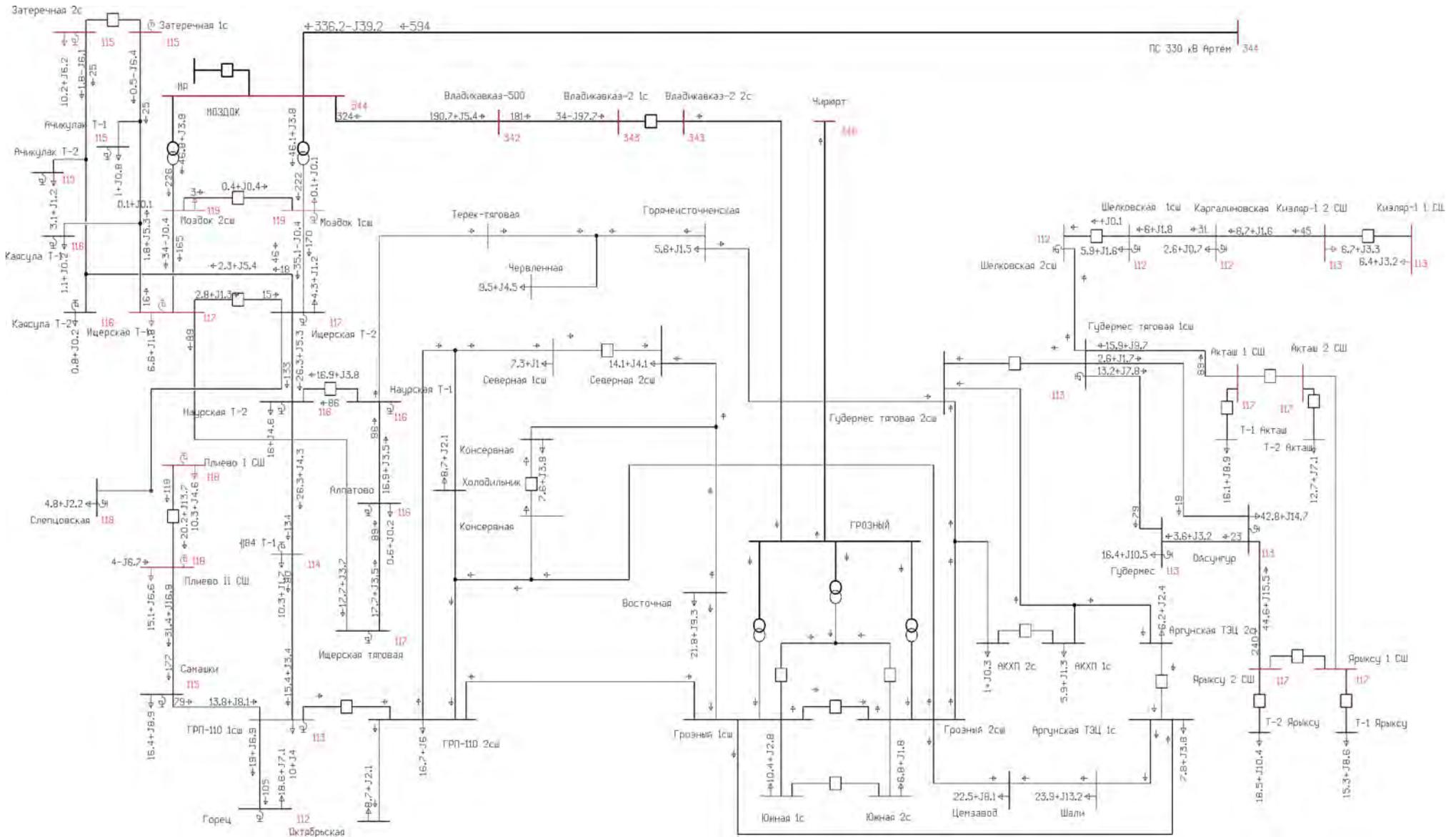


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

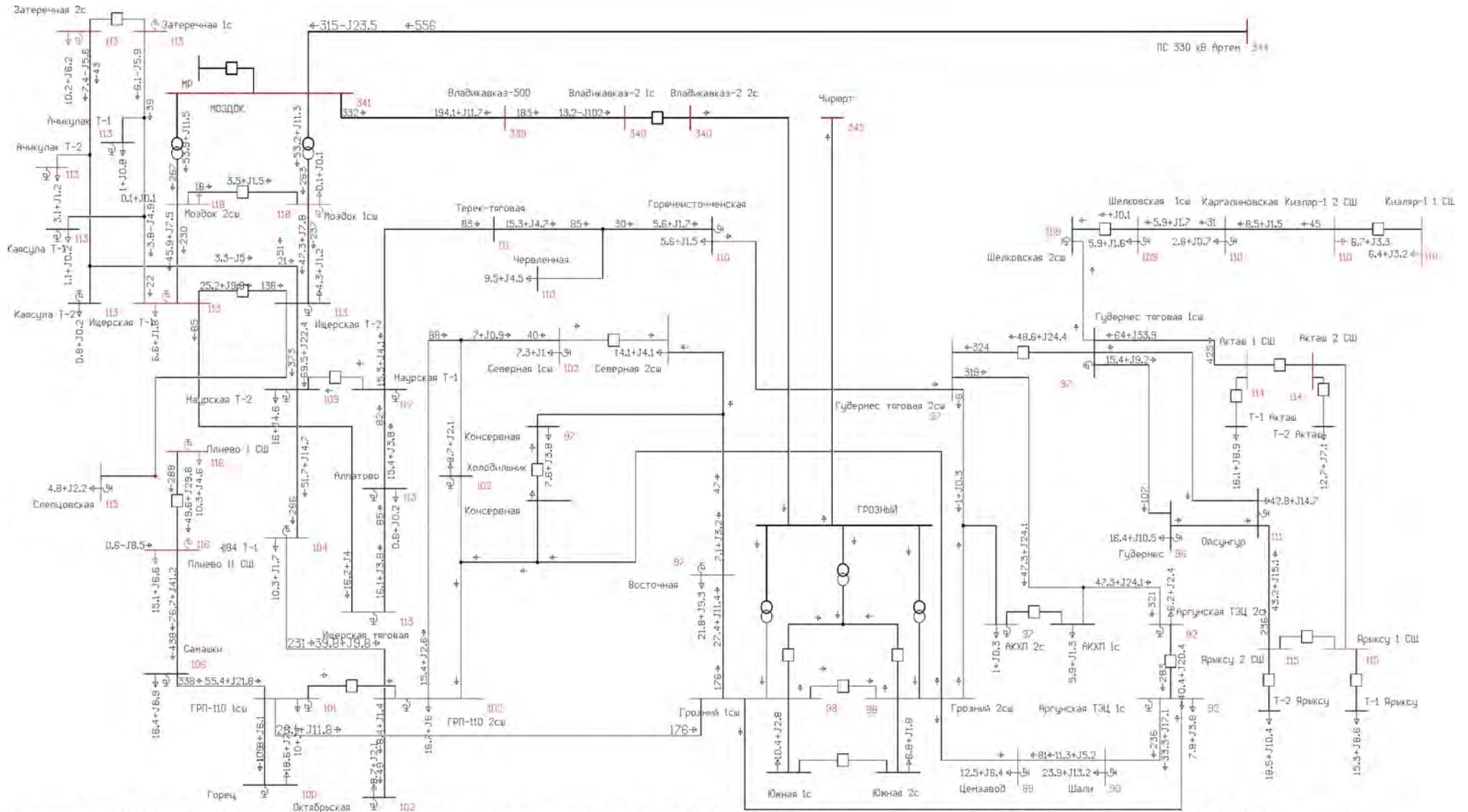


Рисунок № РВ-ЗМ-2016-4 Режим: : Защита потребителей центральной части ЧР по сети 110 кВ в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный и аварийно отключенной ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт

## Приложение РВ-ЛМ-2016-Таблицы

### Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2016 года.

#### РВ-ЛМ -2016-1 Режим: Нормальный

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	75	381
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	76	385
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	77	392
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	45	241
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	39	204
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	448/538	45	244
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110)	448/500	39	196

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - ПС 110 кВ Ищерская 118 кВ.

#### РВ-ЛМ-2016-2 Режим: Ремонт ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	63	332
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	63	335
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	65	341
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	45	242
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	39	204
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	448/538	44	244

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - ПС 110 кВ Ищерская 118 кВ.

#### РВ-ЛМ-2016-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 30 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	45	241

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - ПС 110 кВ Ищерская 117 кВ.

#### РВ-ЛМ -2016-4 Режим: Запитка потребителей центральной части ЧР по сети 110 кВ в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт и аварийно отключенной ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	77	434
ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)	448/538	64	431
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-142)	334/401	47	319
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	70	371

ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	55	340
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	52	285
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	43	238
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	33	235
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	448/538	47	235

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Цемзавод 89 кВ.

Максимальное - ПС 110 кВ Ищерская 113 кВ.

## Приложение РВ-ЛМ-2018-Графика

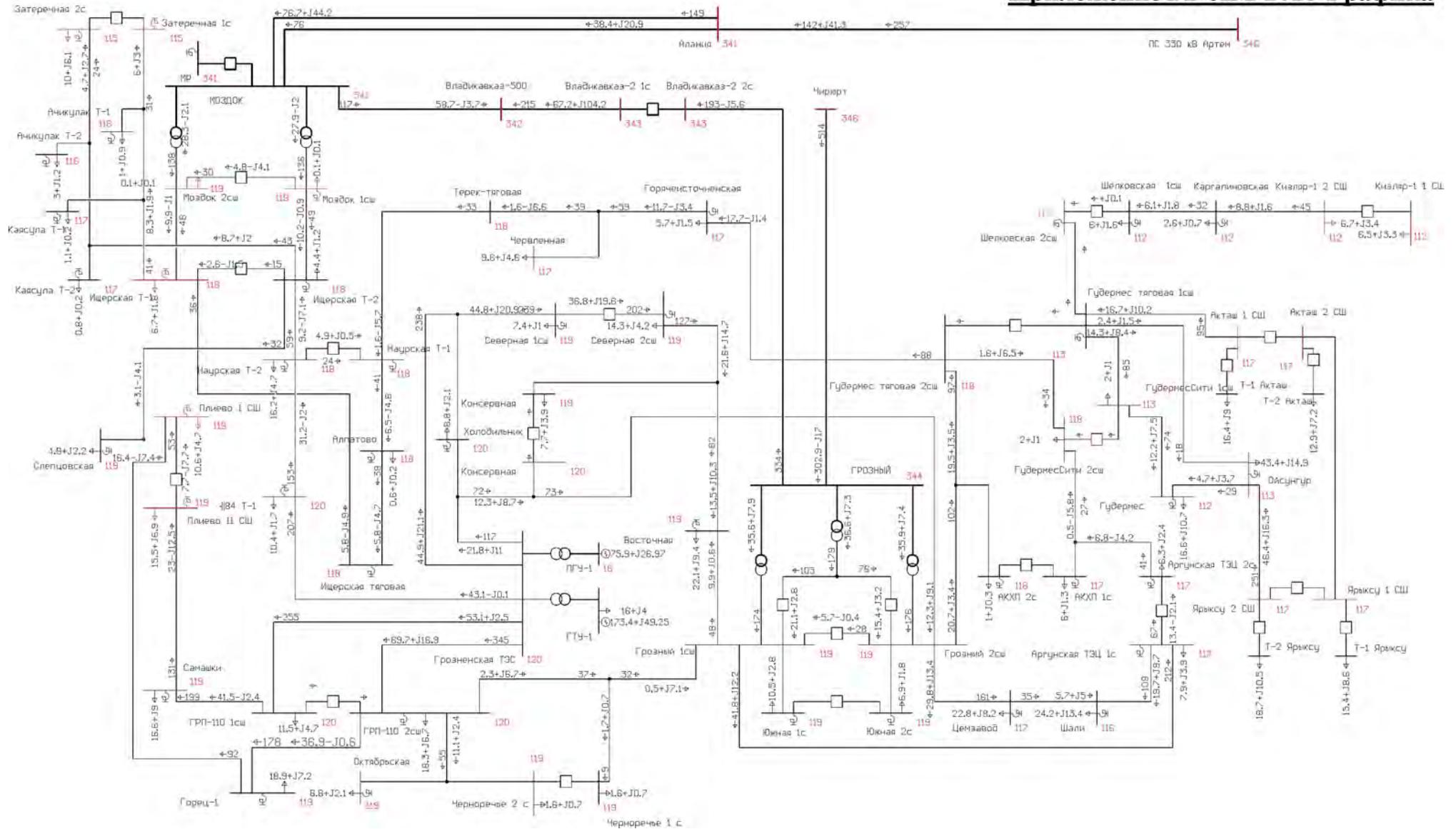


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-1 Режим: Нормальный

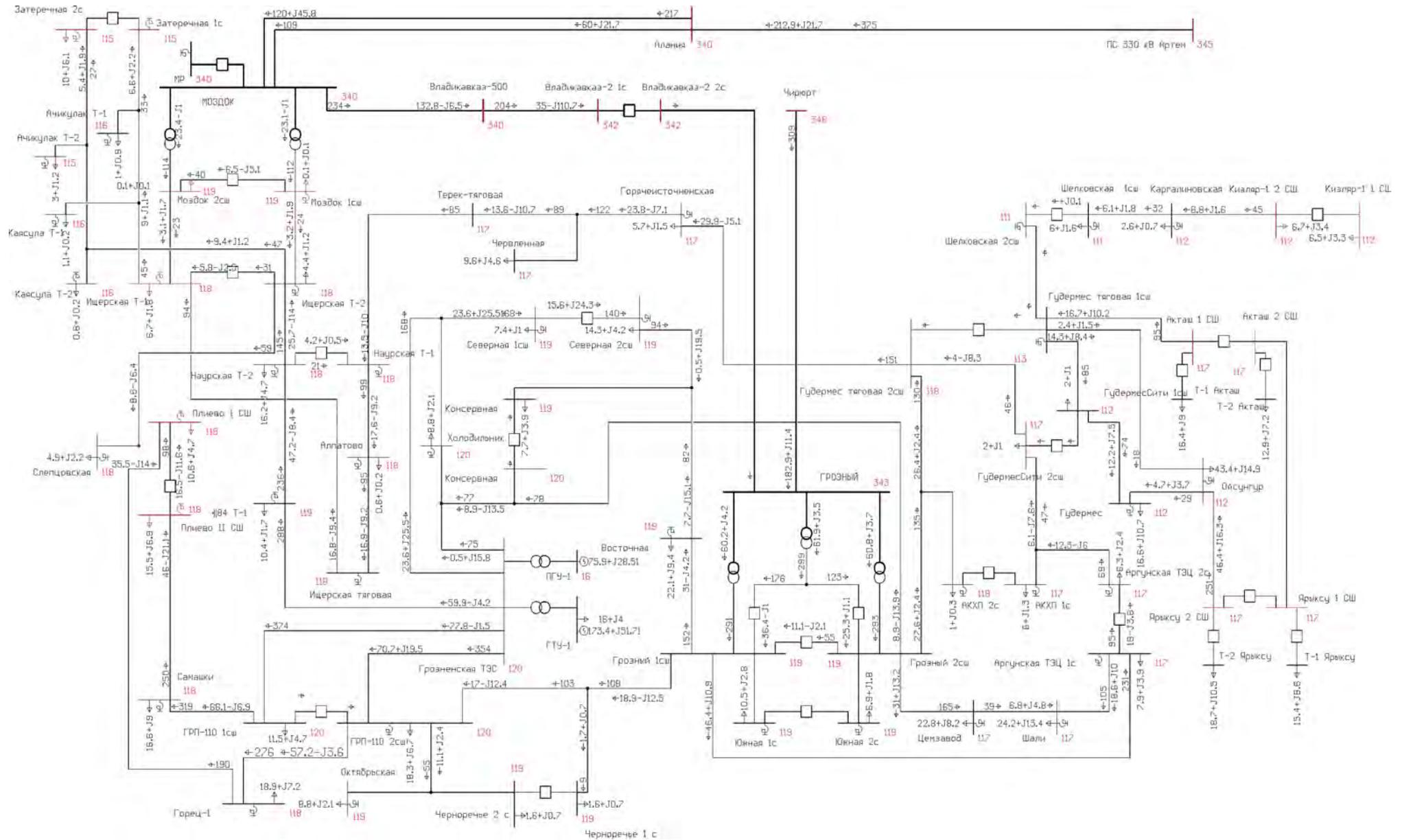


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-2 Режим: Ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

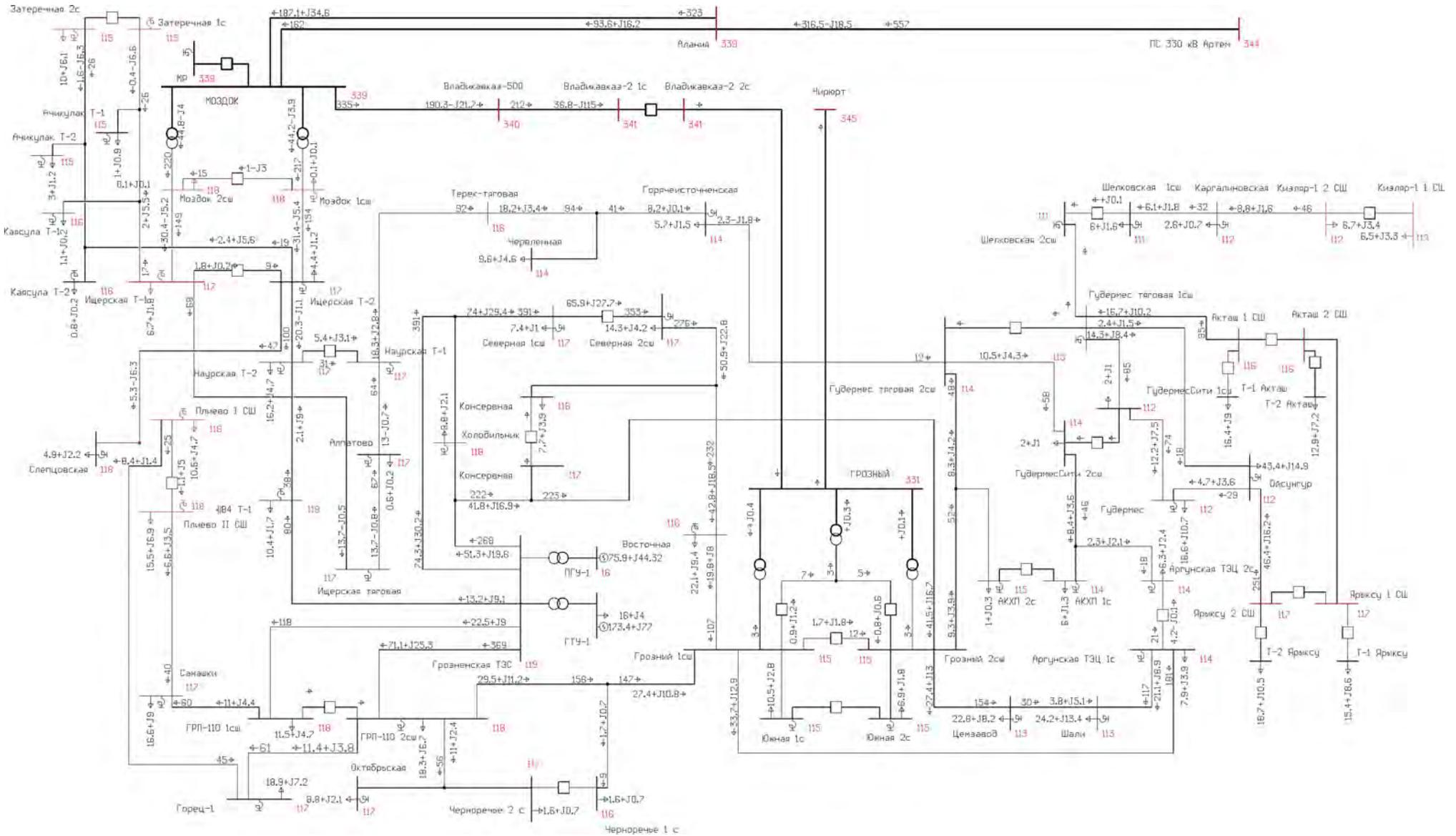


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный-Чириорт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

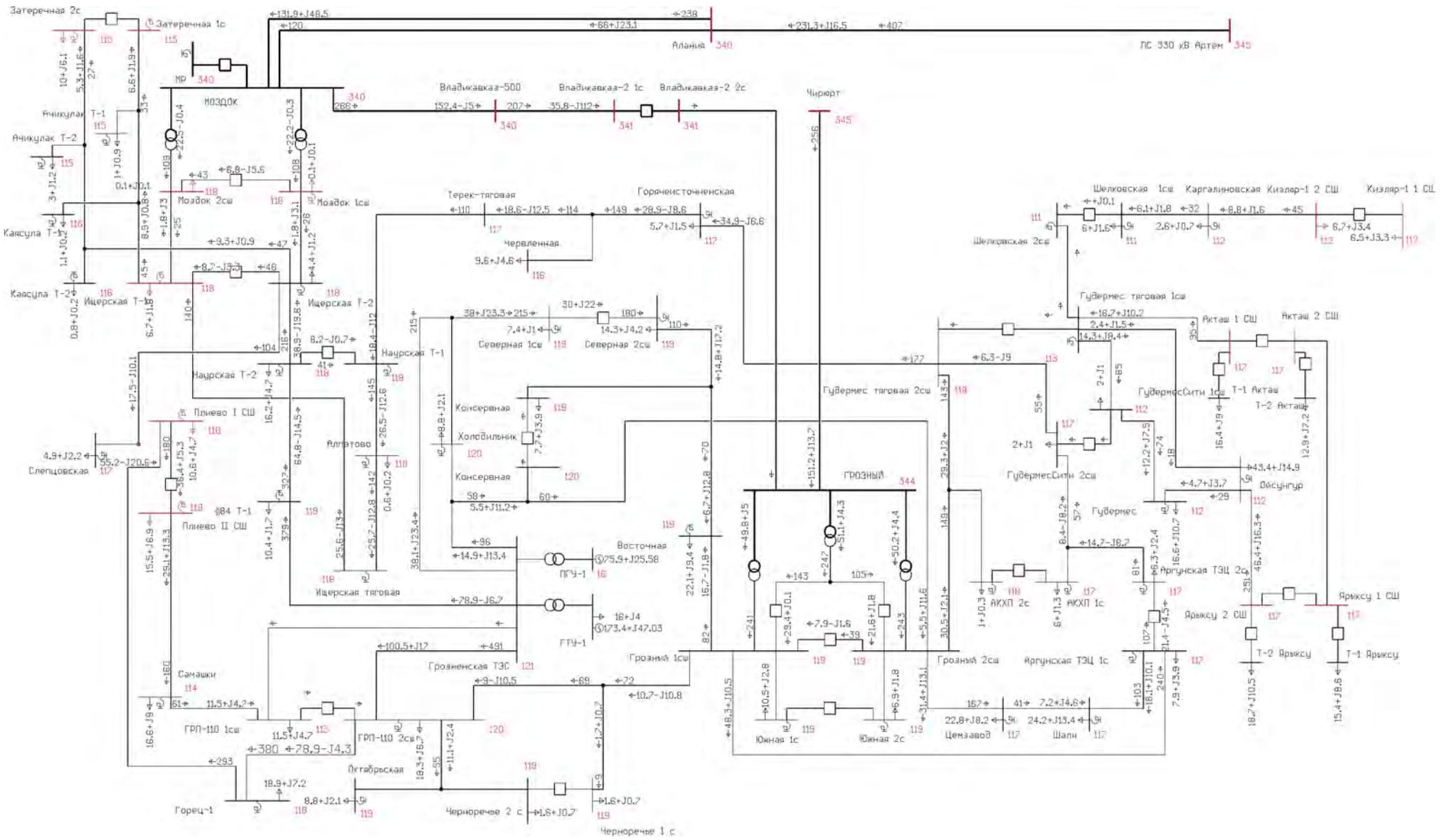


Рисунок № РВ-ЗМ-2018-4 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

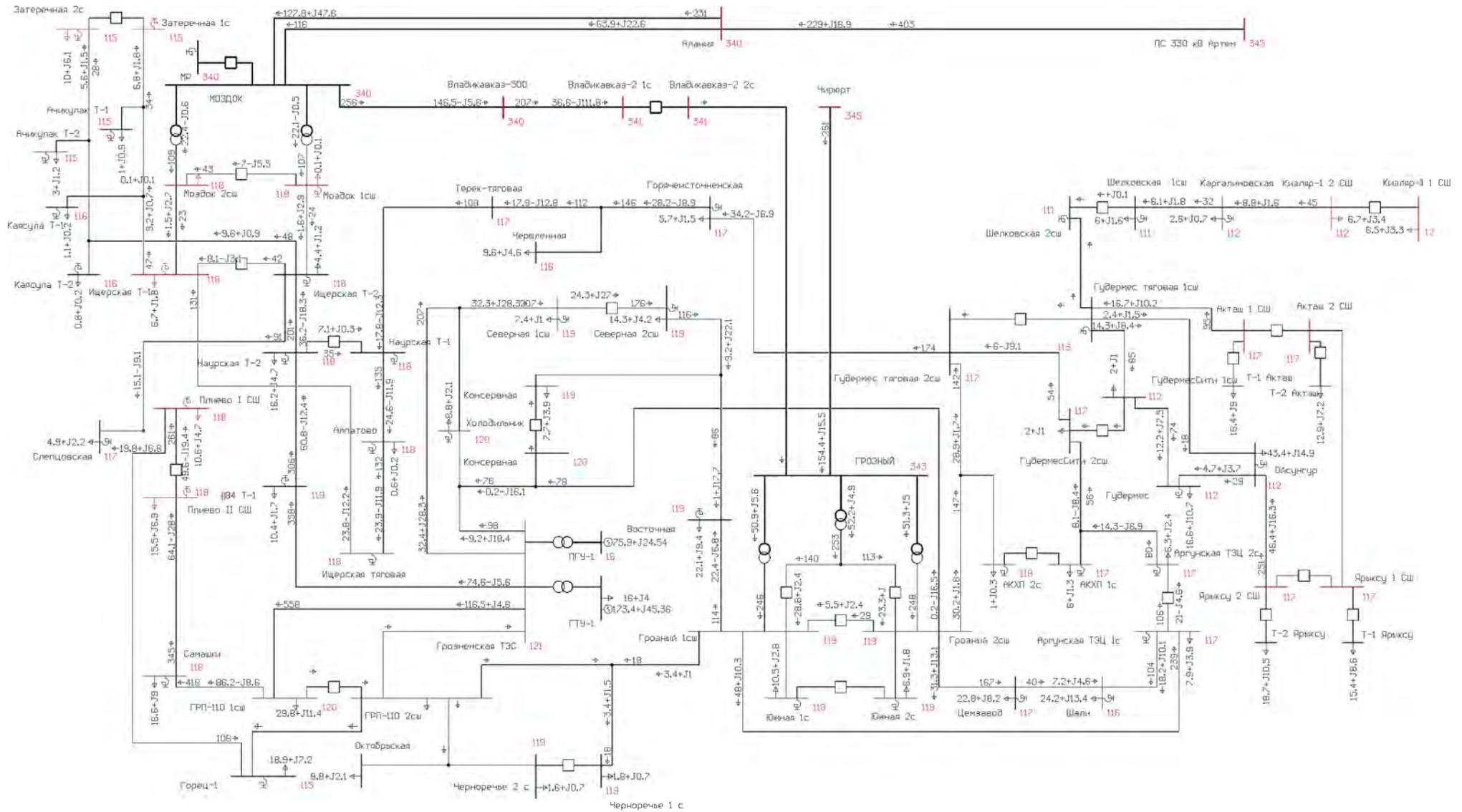


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-5 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный



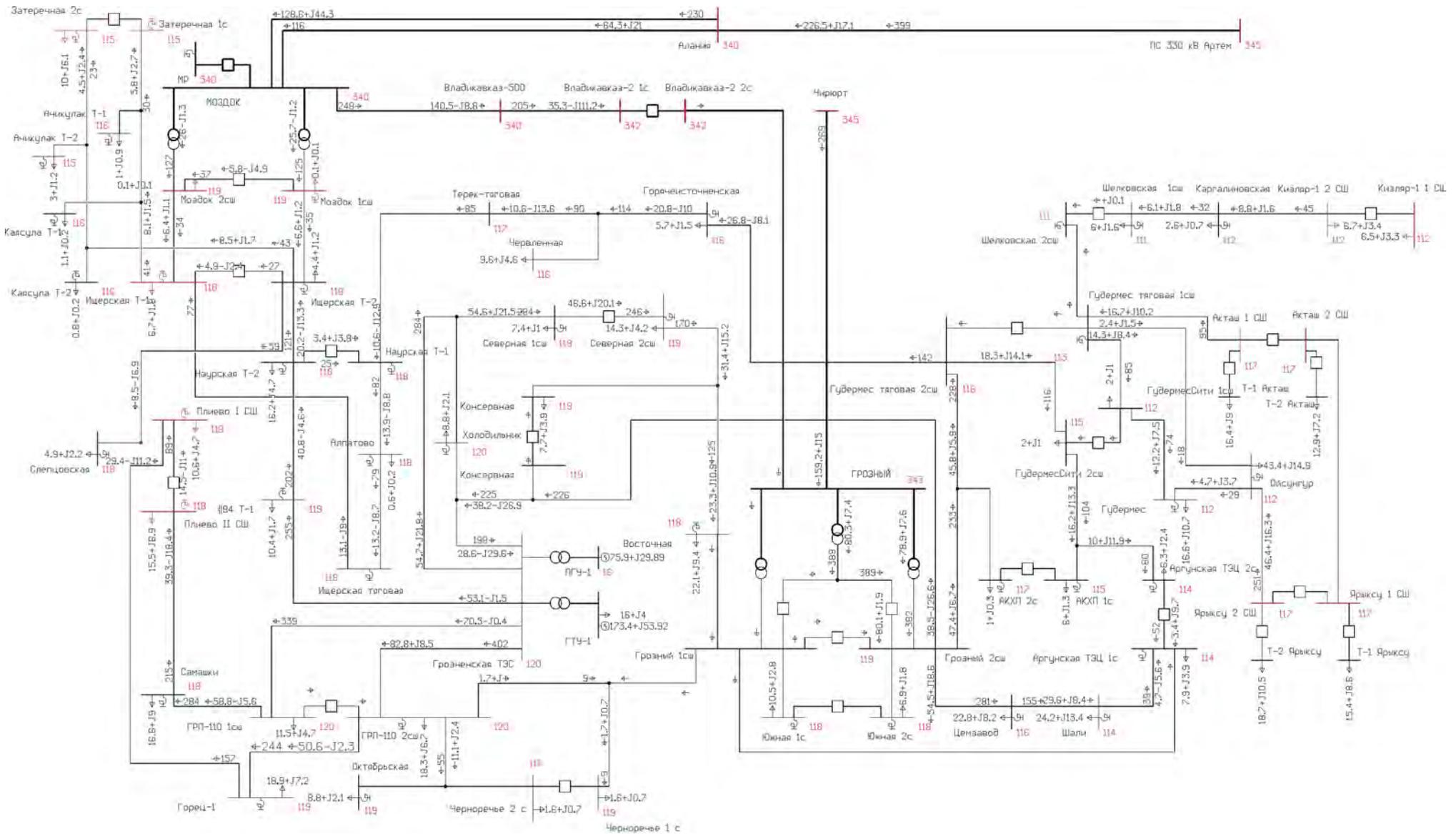
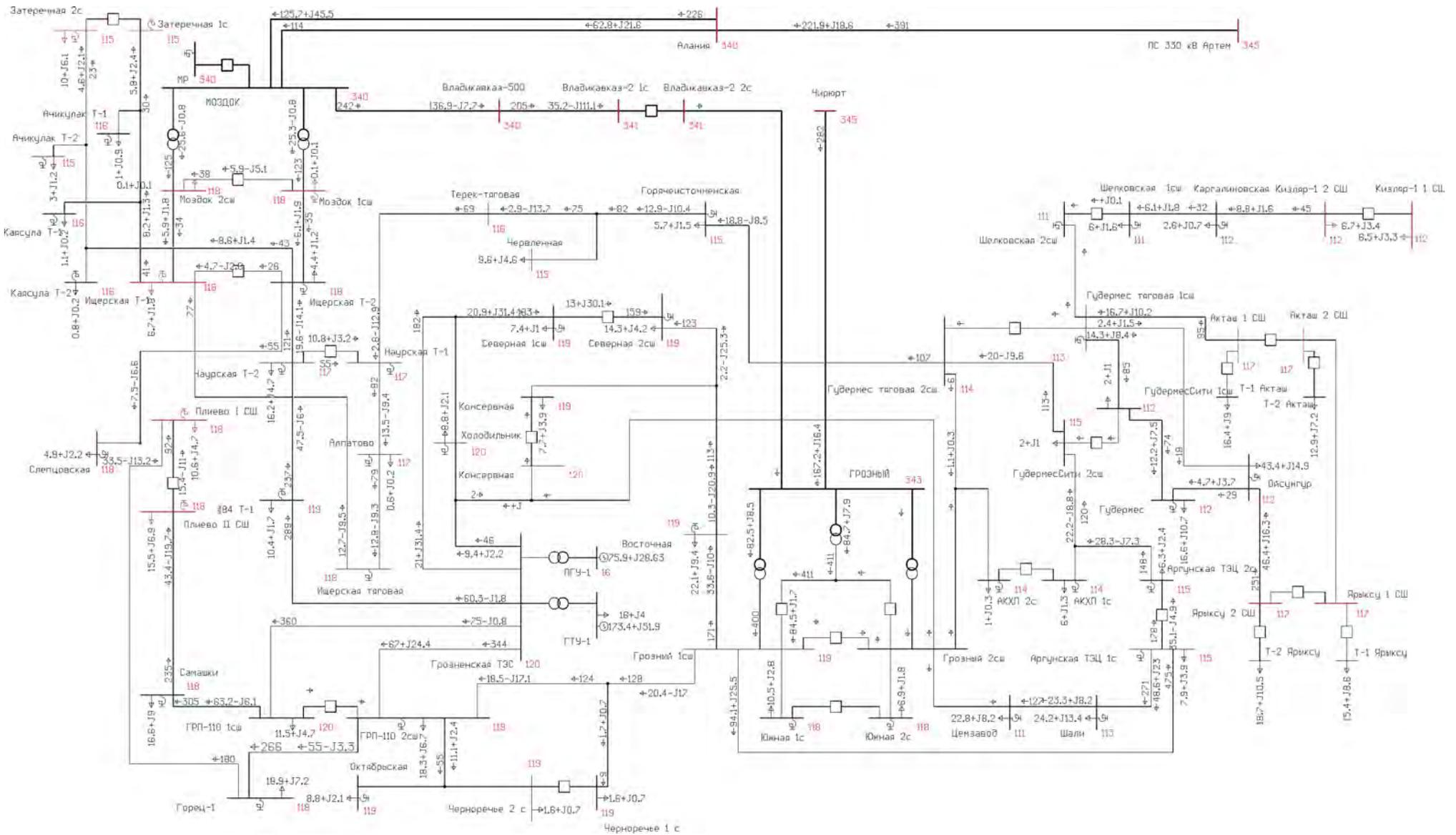


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный



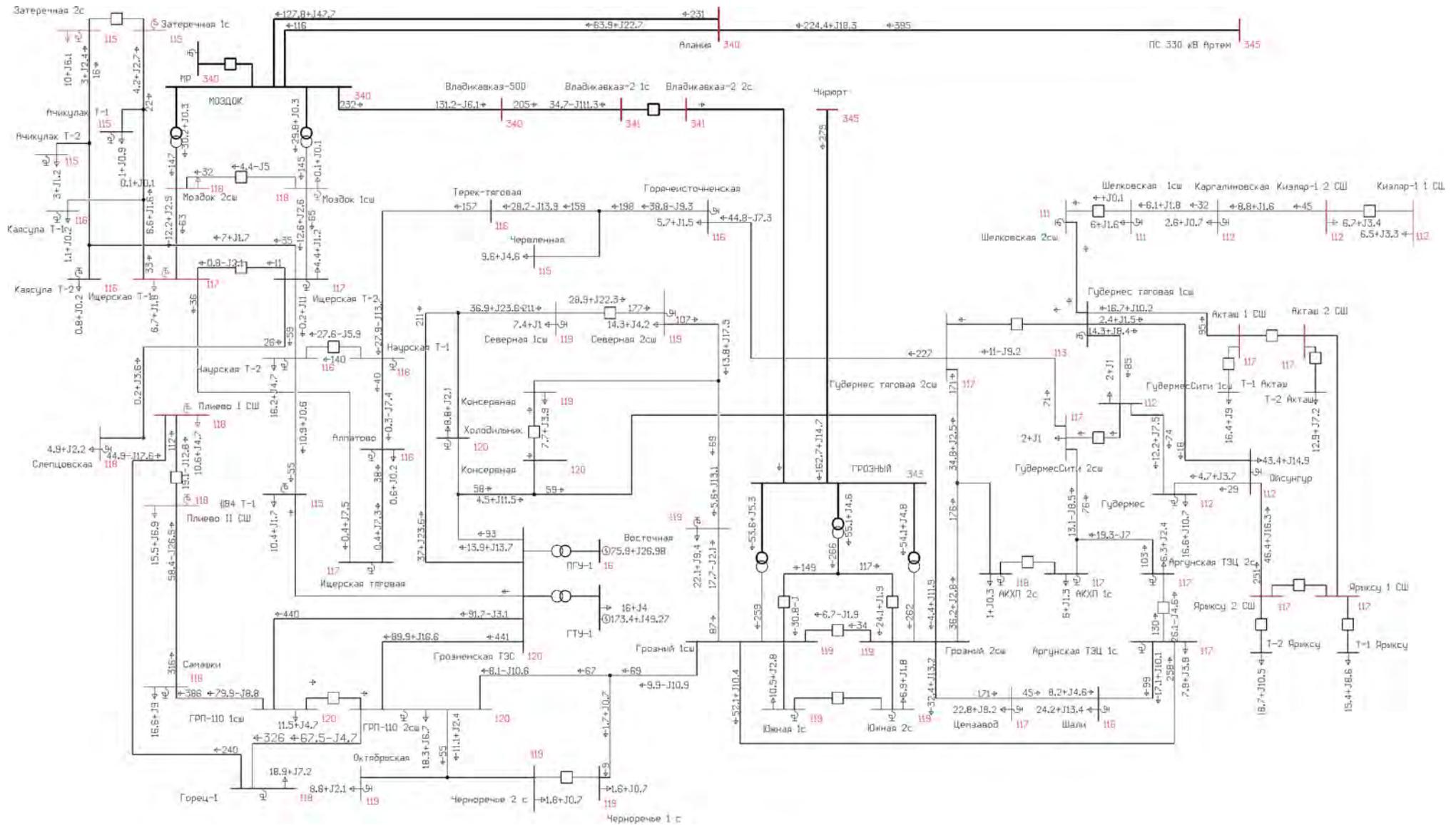


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

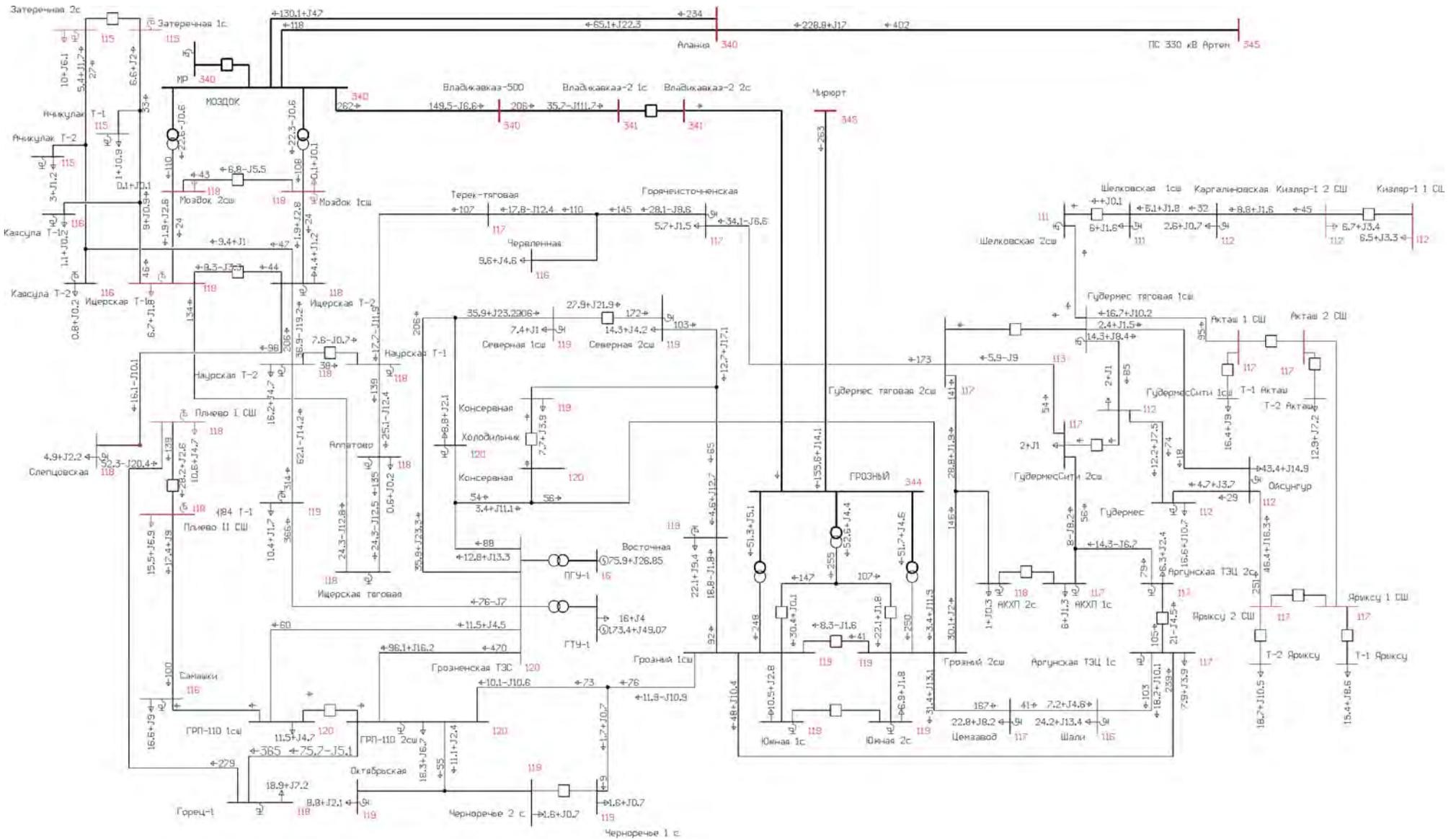


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки-ГРП-110(Л-103)

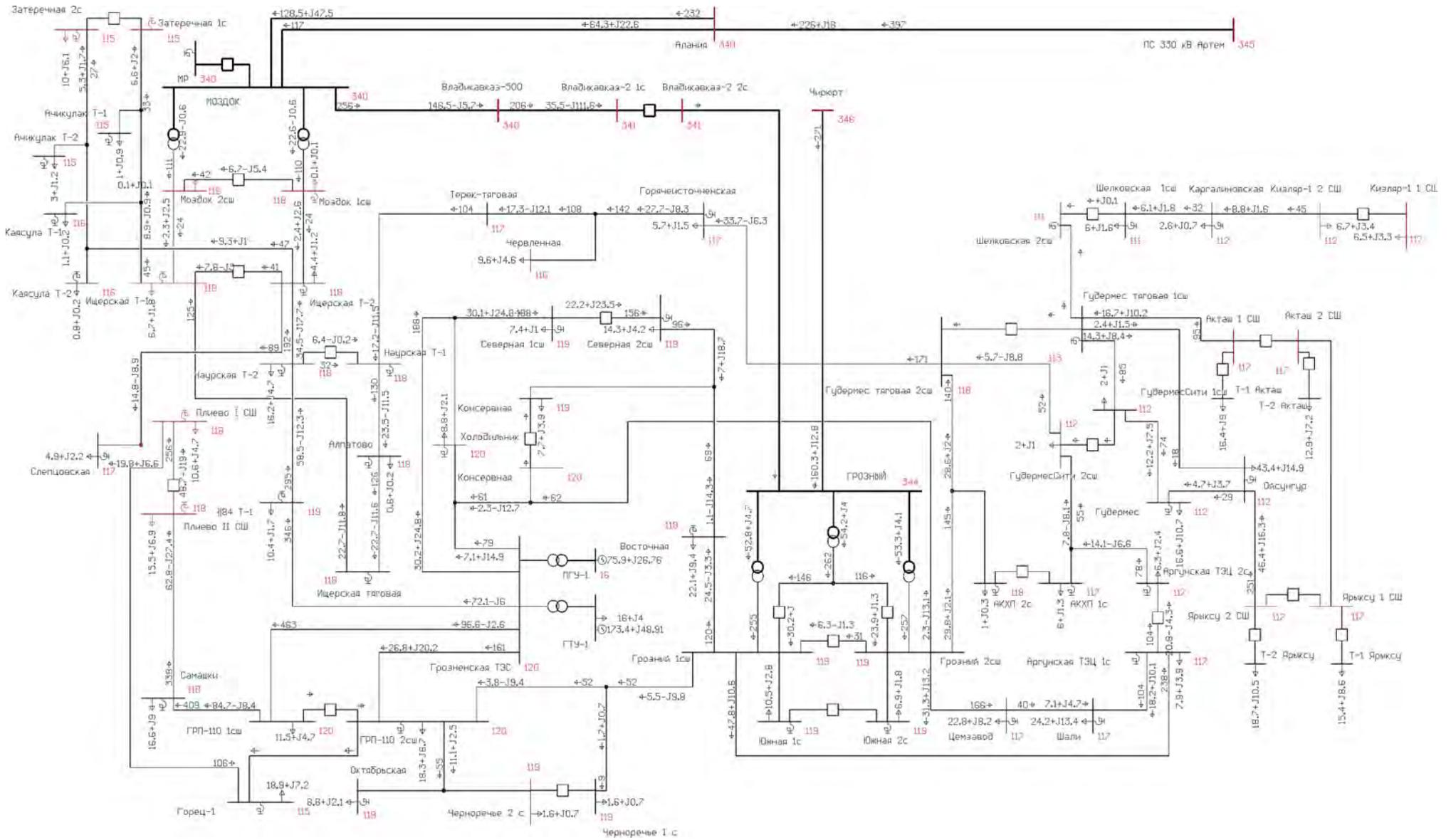


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110-Горец(Л-105)

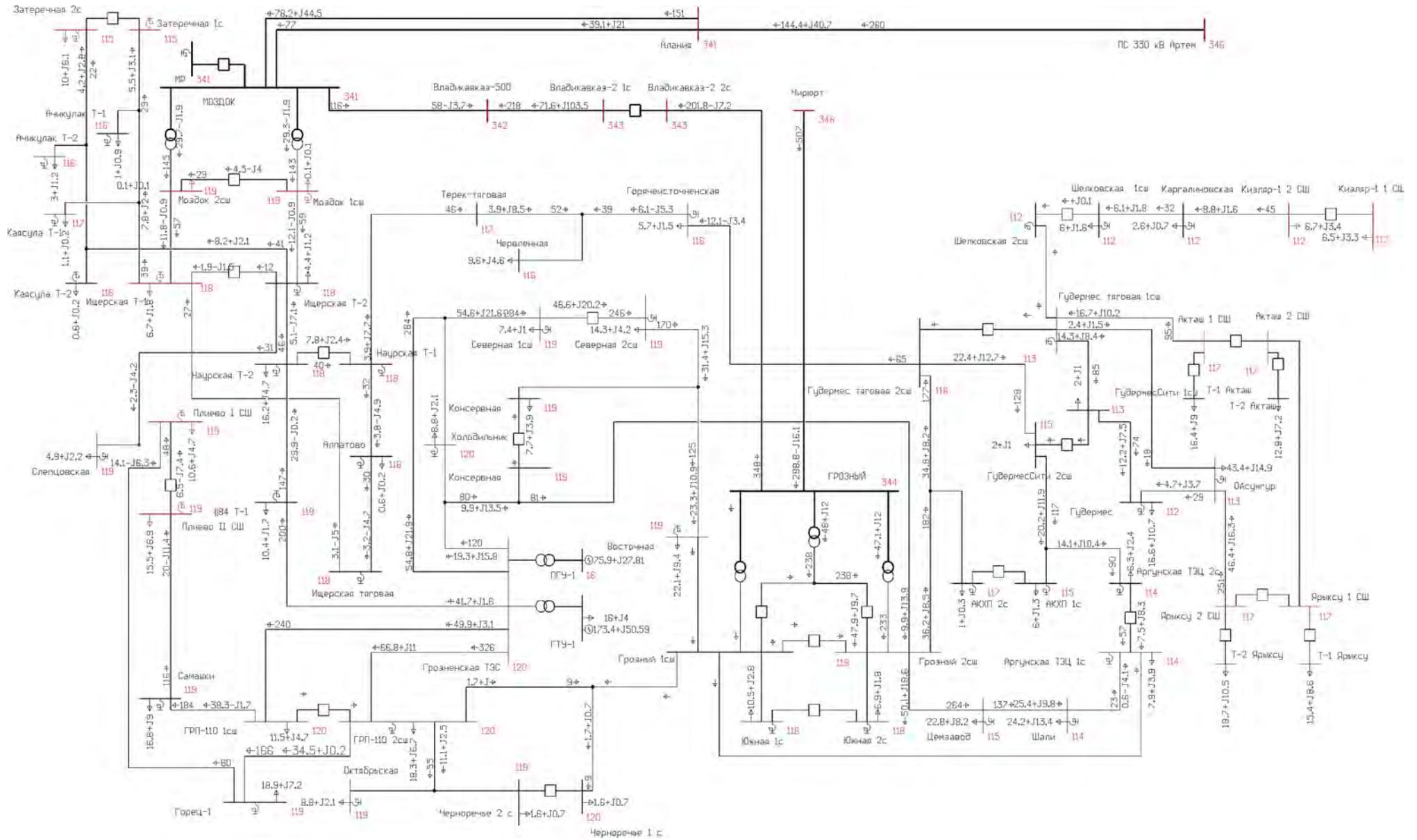


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-12 Режим: Ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

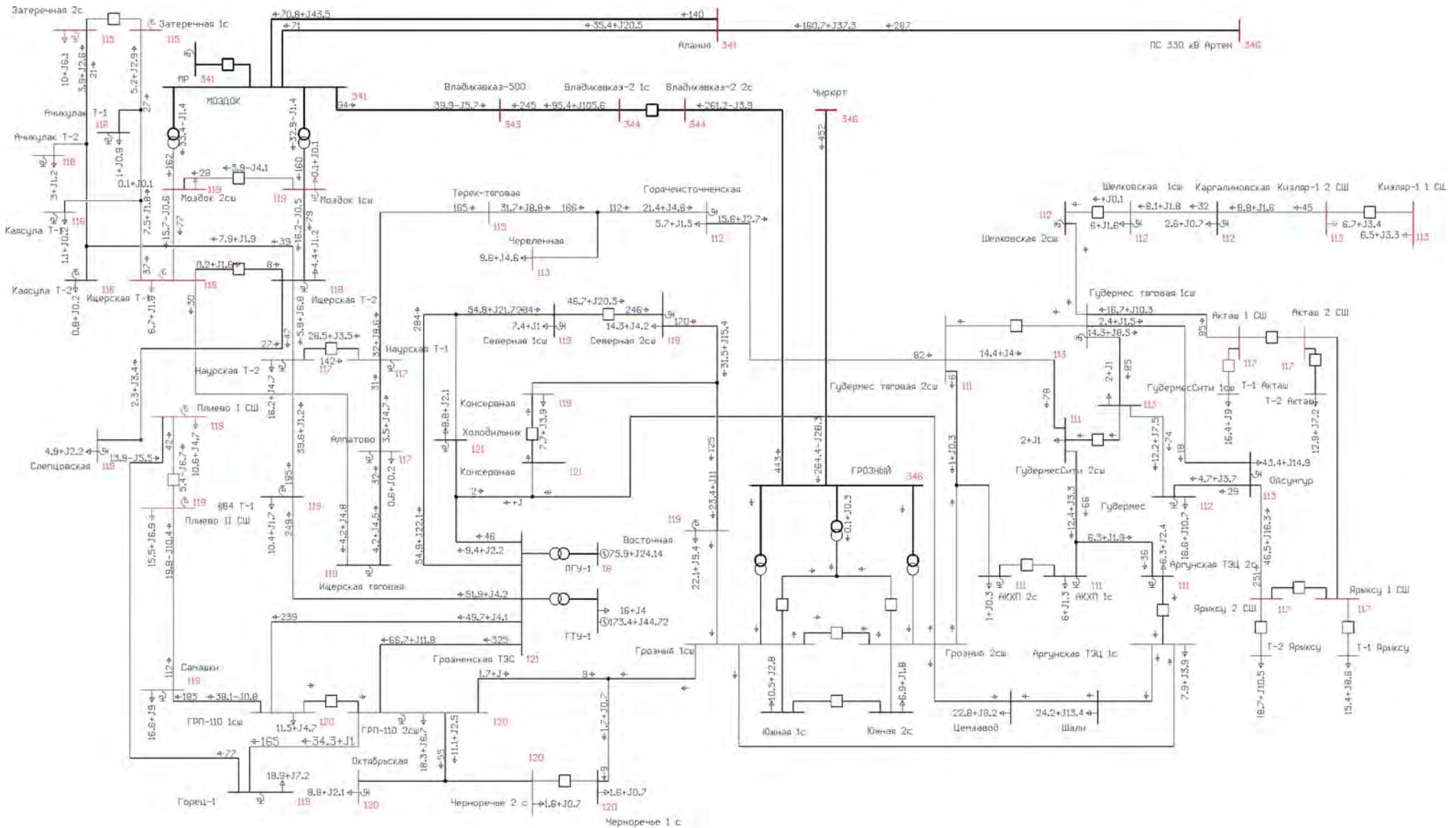


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-13 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ

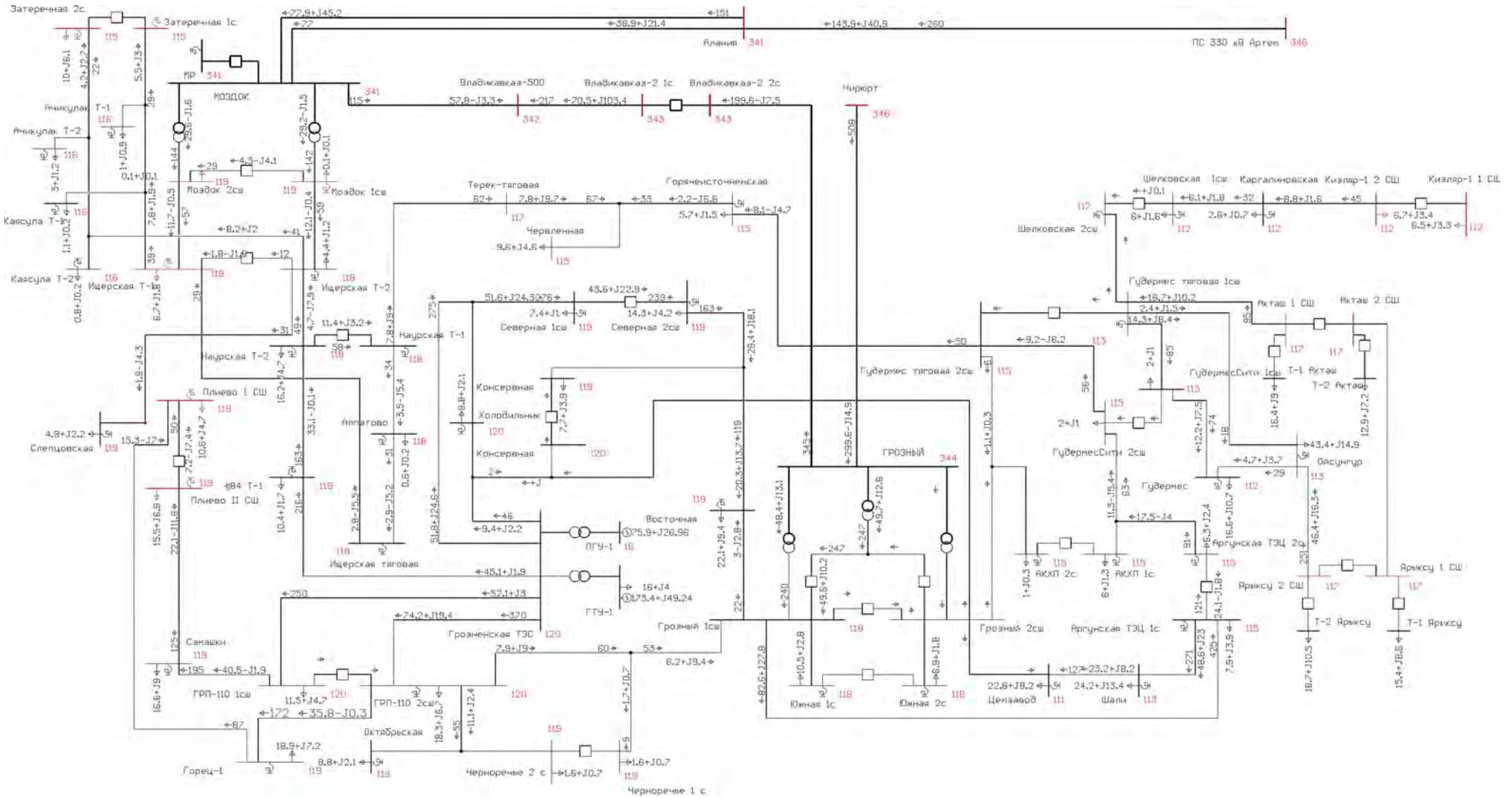


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-14 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

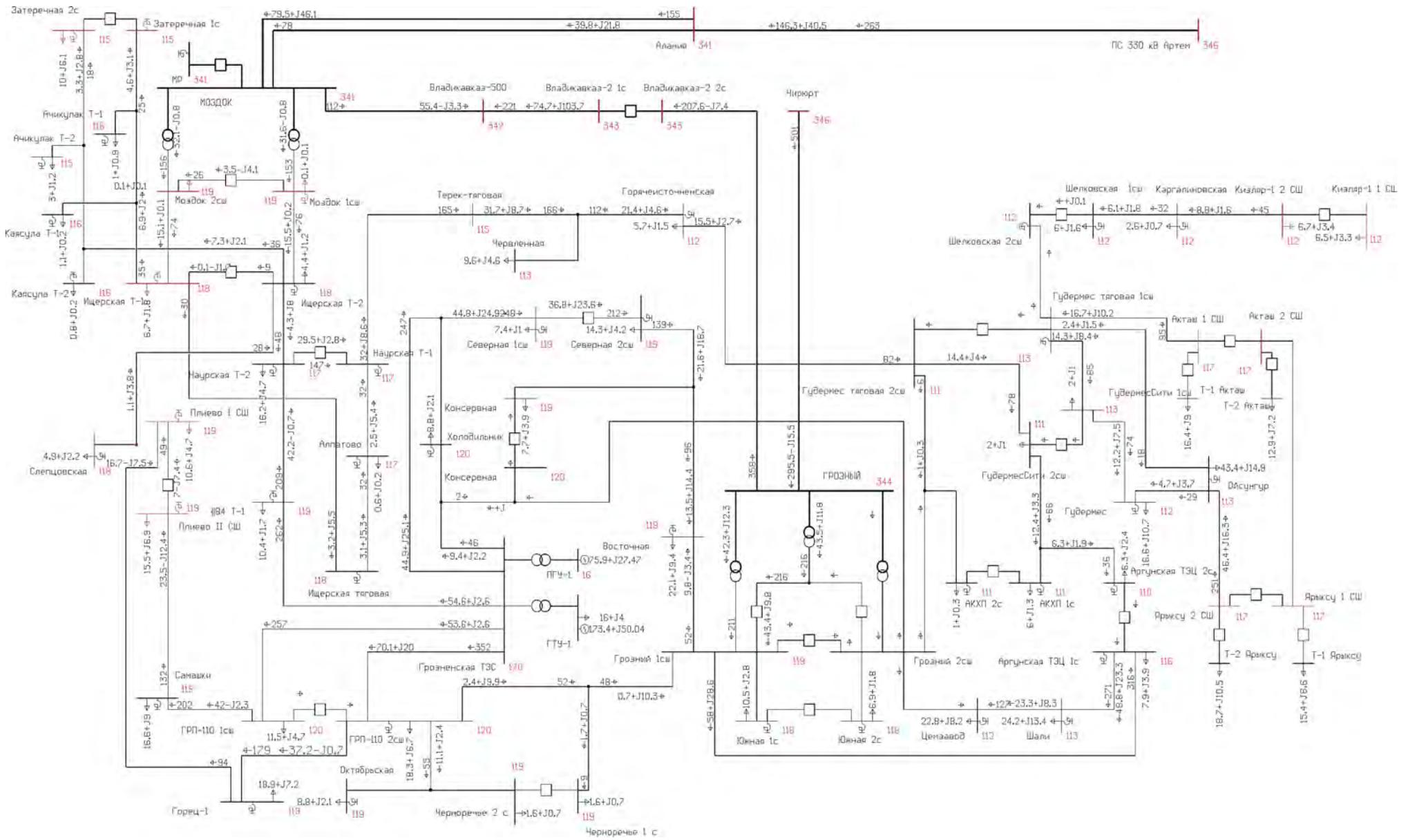


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-14.1 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ

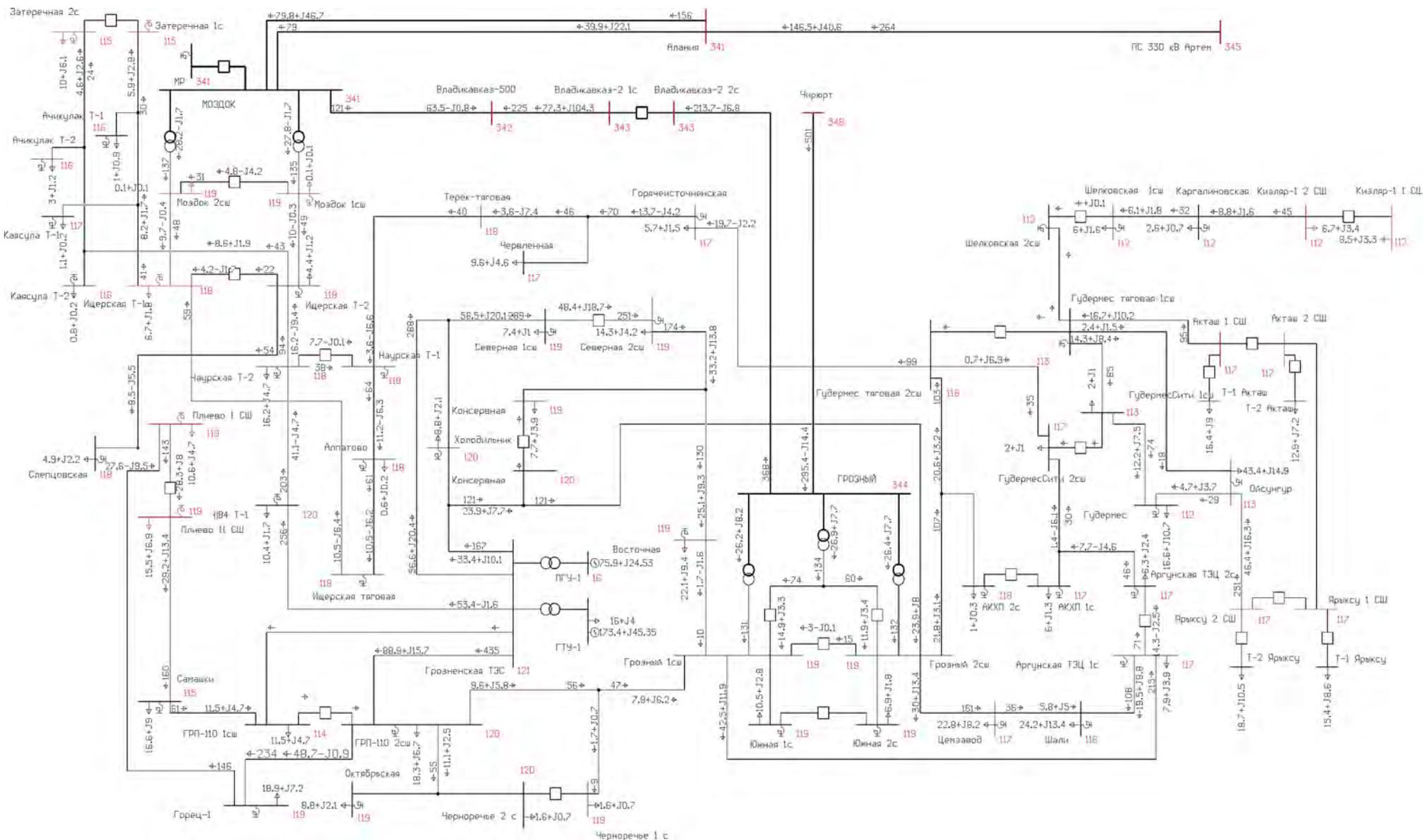


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-15 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц

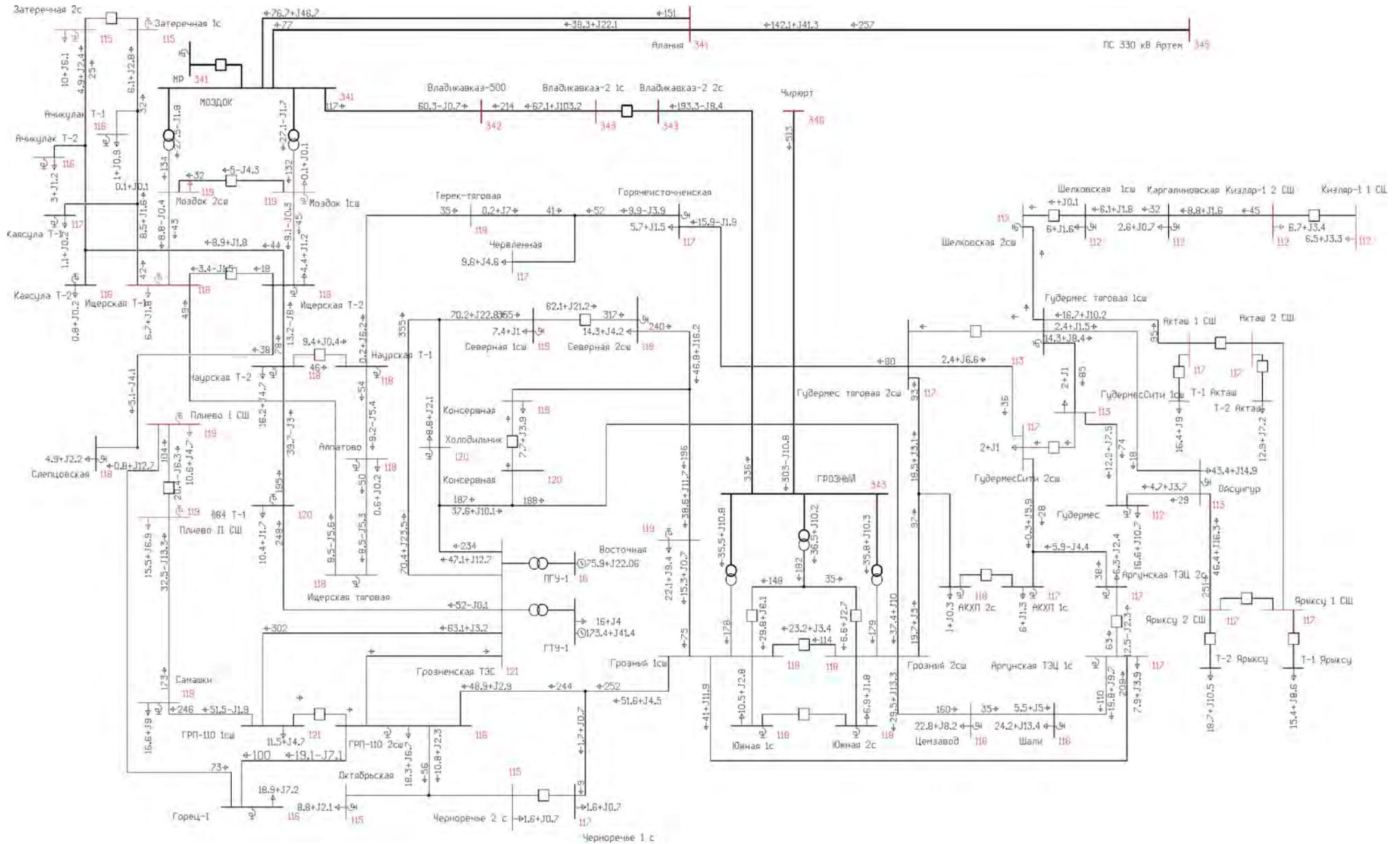


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-16 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц

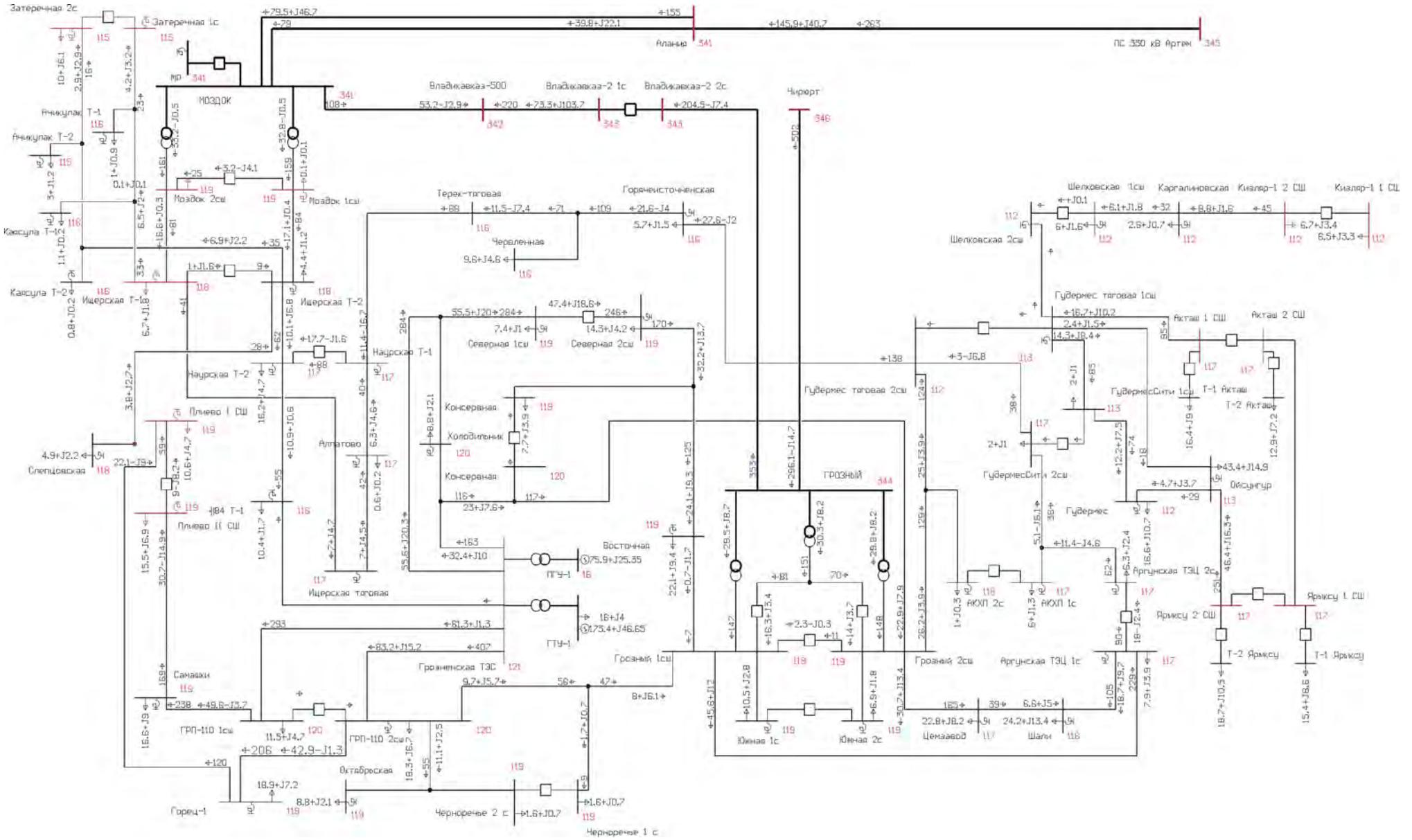


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84

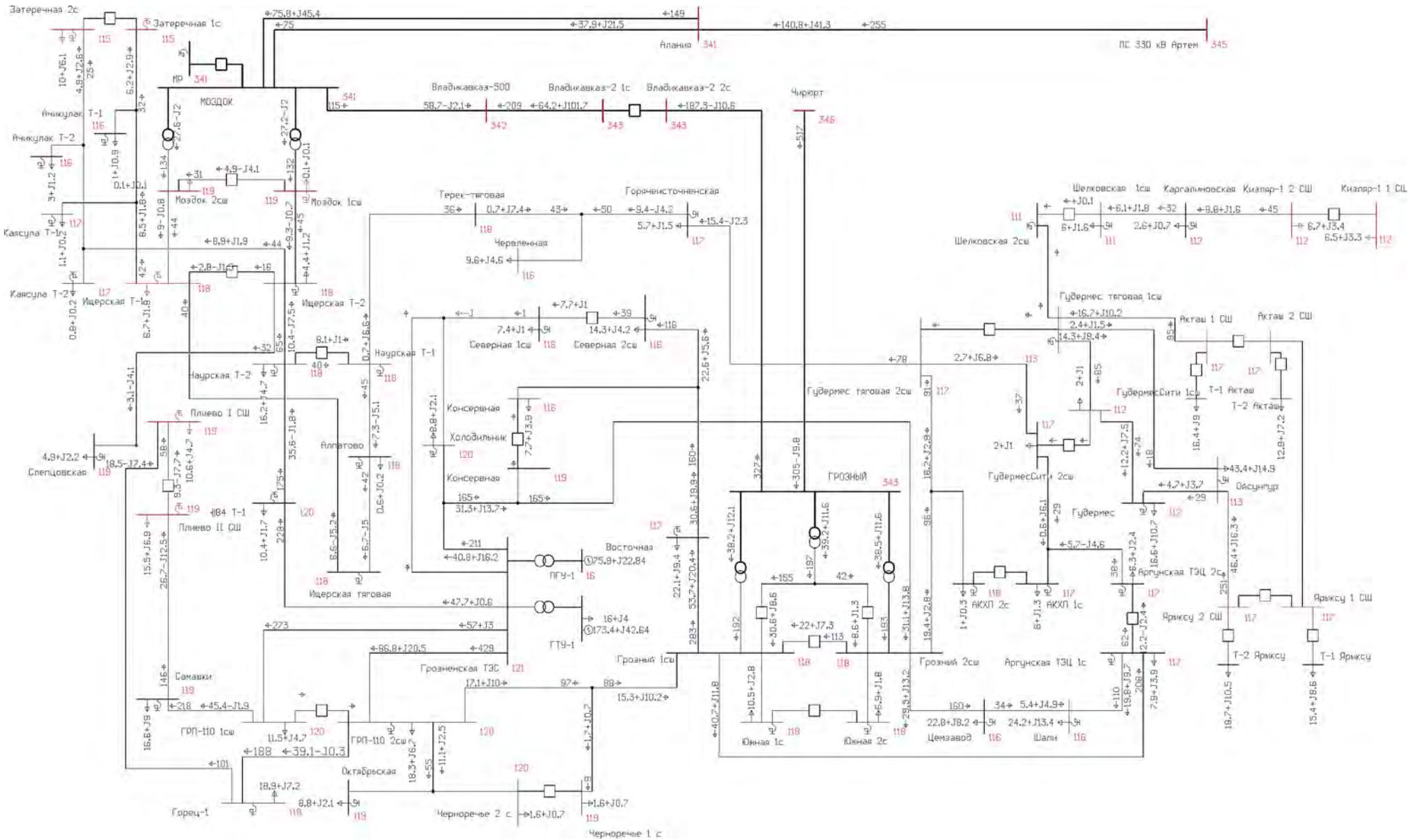


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-18 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная

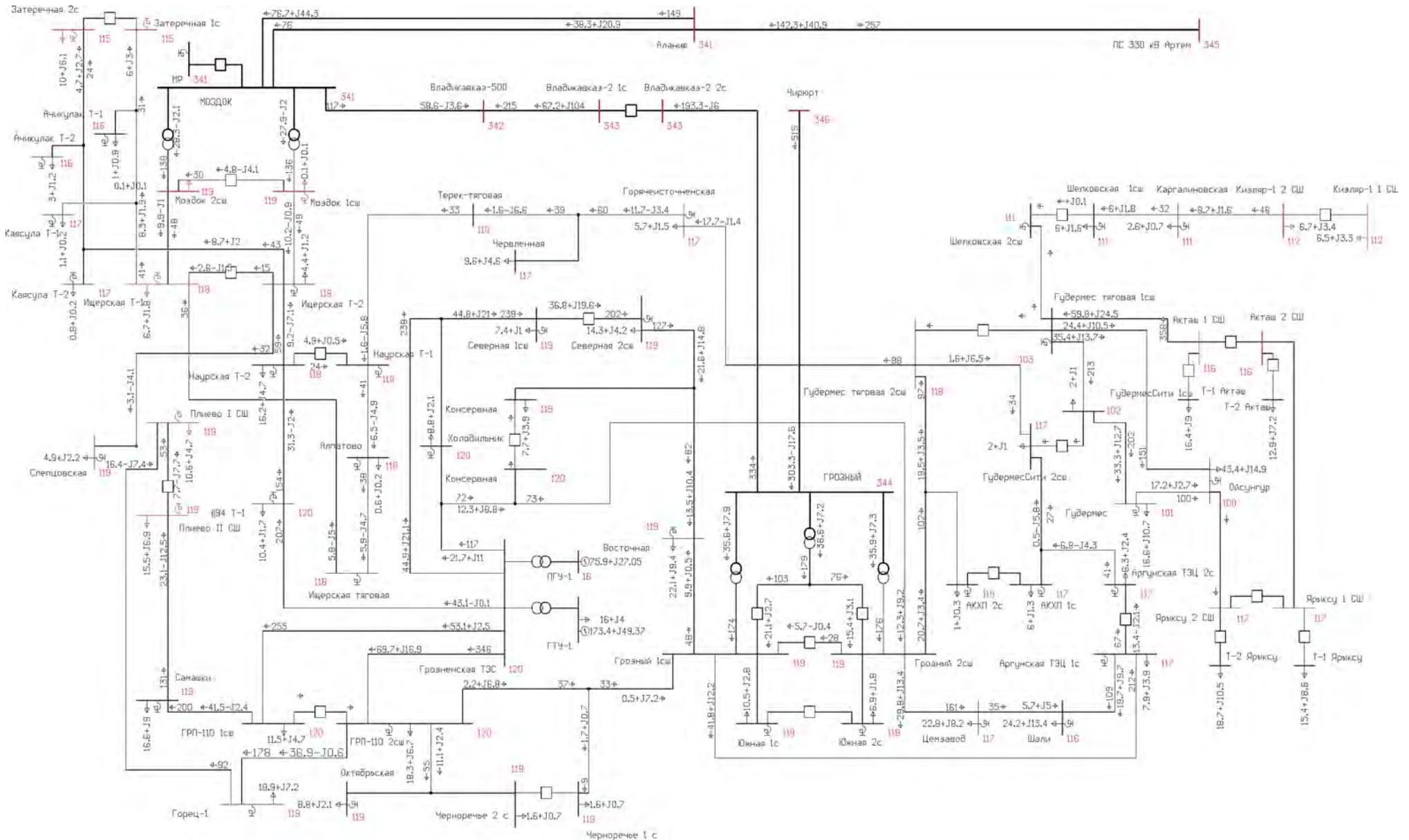


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярксу - Ойсунгур(Л-128)





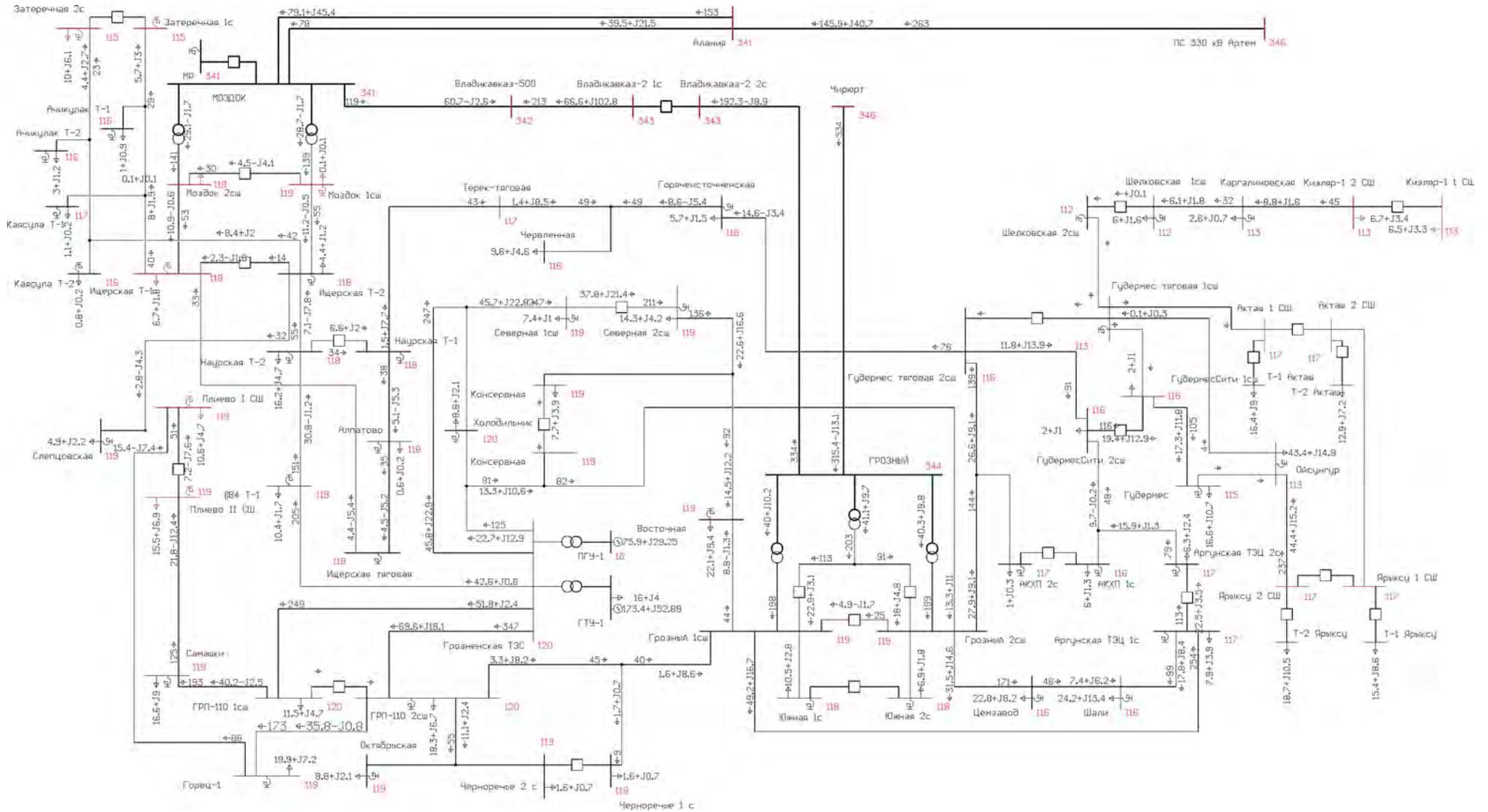


Рисунок № РВ-ЛМ -2018-20.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключение В-127 на ПС 110 кВ Ойсунгур и на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая

**Приложение РВ-ЛМ-2018-Таблицы****Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2018 года.****РВ-ЛМ -2018-1 Режим: Нормальный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	174
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	37	179
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	252
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	42	211
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	45	238
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	346
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	41	200

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ-2018-2 Режим: Ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	60	291
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	61	293
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	62	299
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	66	320
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	46	231
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	57	277
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	47	235
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	78	374
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	46	247
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	71	354

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ-2018-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 30 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	74	391
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Северная – Восточная (Л-112)	448/538	51	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	71	370
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	34	180

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-4 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	50	241
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	50	243
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	51	247
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	79	381
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	65	326
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	100	491
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	48	239
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	55	289
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	38	215
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	39	214

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 121 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-5 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	51	246
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	51	248
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	52	253
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	86	417
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	117	558
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	61	305
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	64	343
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	48	238
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	32	207
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	36	199

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 121 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-6 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	51	248
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	52	250
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	53	255
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	75	364
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	106	523
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	62	313
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	48	238
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	52	273
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	36	208
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	37	204

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	79	382
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	80	389
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	55	284
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	54	280
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	59	285
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	83	402
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая (Л-141)	396/475	47	232
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	51	244
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	70	339
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	41	202

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	83	400
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	85	411
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	94	<b>474</b>
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	49	270
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	63	306
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	48	236
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	55	266
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	75	360
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	67	345
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	43	232

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	54	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	54	262
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	55	266
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	80	386
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	52	258
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	67	326
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	58	313
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	90	441
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	92	440
ВЛ 110 кВ Горячеисточнинская – Гудермес-Тяговая (Л-177)	396/475	45	226
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	37	211
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	45	236

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки-ГРП-110(Л-103)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	51	248
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	52	250
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	53	255
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	76	366
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	62	313
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	470
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	48	238
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	52	275
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	36	206
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	37	204

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110-Горец(Л-105)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	53	255
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	53	257
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	54	262
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	85	409
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	63	335
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	58	293
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	97	463
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	48	237
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	35	190
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	30	188

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-12 Режим: Ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	47	233
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	48	238
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	252
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	55	284
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	50	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	67	326

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-13 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0

ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	252
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	55	284
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	67	325
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	40	195

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ АКХП 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-14 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	48	240
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	50	247
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	83	425
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	49	270
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	52	275
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	74	370

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-14.1 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	42	211
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	44	216
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	58	315
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	49	270
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	252
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	45	247
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	352
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	42	208

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - Аргунская ТЭЦ 110 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-15 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	26	131
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	26	132
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	27	134
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84	448/538	53	256
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	56	288
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	89	435
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	43	214
ВЛ 110 ГРП-110- Горец(Л-105)	448/500	49	234

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 121 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-16 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	178
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	179
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	37	182
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	70	355
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	41	208
ВЛ 110 кВ Грозный - ГРП-110 (Л-136)	396/475	52	252
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	51	247

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 121 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	30	147
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	30	148
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	30	151
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	55	284
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	46	229
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	83	407
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	50	239

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 121 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-18 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	38	192
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	39	193
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	39	197
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	87	429
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	448/538	54	284
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	41	207
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	45	218

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 121 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	174
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	37	179
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	448/538	60	363
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	42	211
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	45	238
ВЛ 110 кВ Гудермес Сити – Гудермес	334/401	33	201
ВЛ 110 кВ Гудермес Сити– Гудермес-Тяговая 1ц	334/401	35	213
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	346

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур 100 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	174
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	37	179
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84	448/538	43	207
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	62	353
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	42	211
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	45	238
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	346
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	42	200

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 109 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-20.1 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	174
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	176
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	37	179
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84	448/538	43	207
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	62	353
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	42	211
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	45	238
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	346
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	42	200

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 109 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2018-20.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключением В-127 на ПС 110 кВ Ойсунгур и на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	40	198
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	40	199
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	41	203
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84	448/538	43	205
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	49	253
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	44	239
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	46	247
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	70	347

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

Приложение РВ-ЛМ-2020-Графика

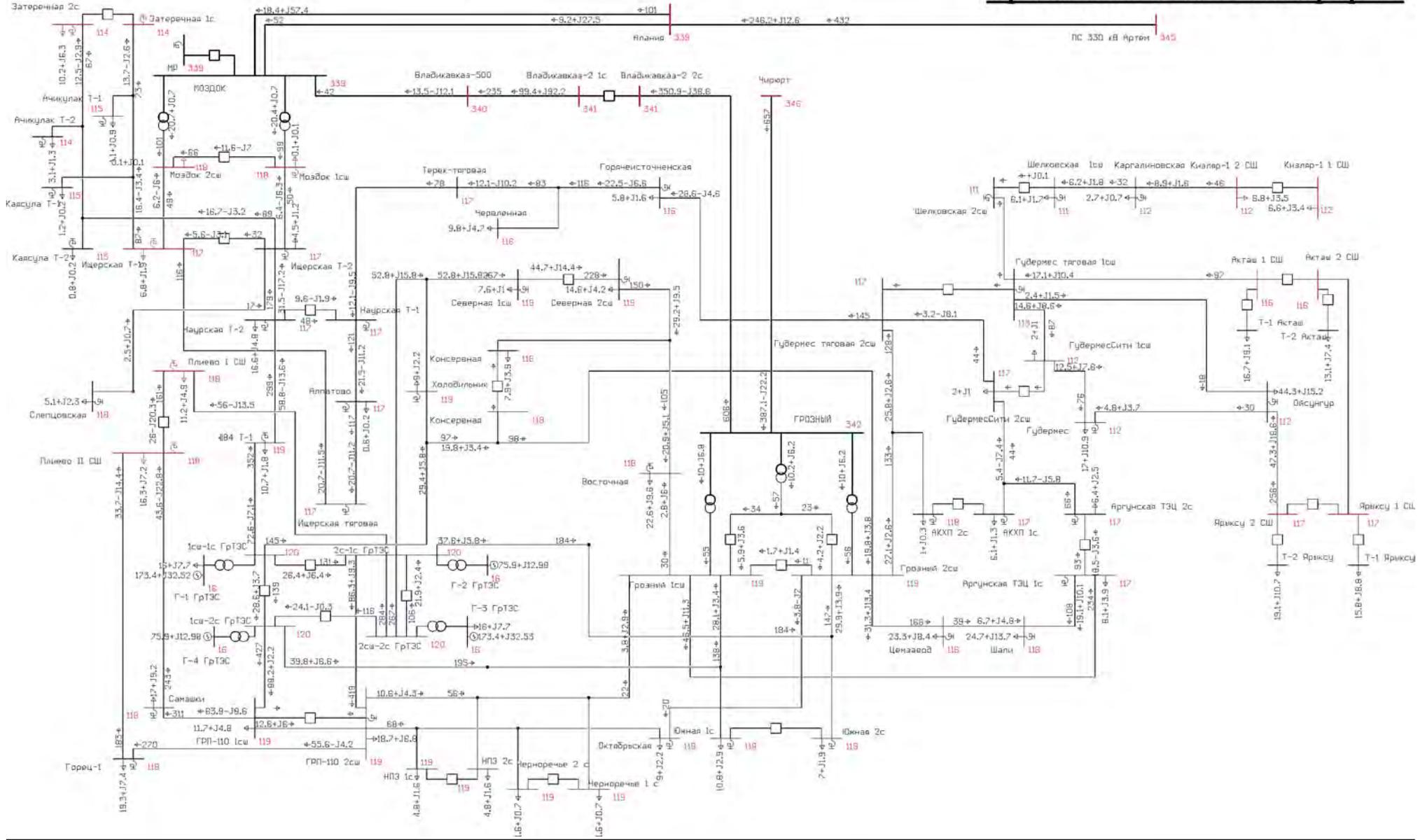
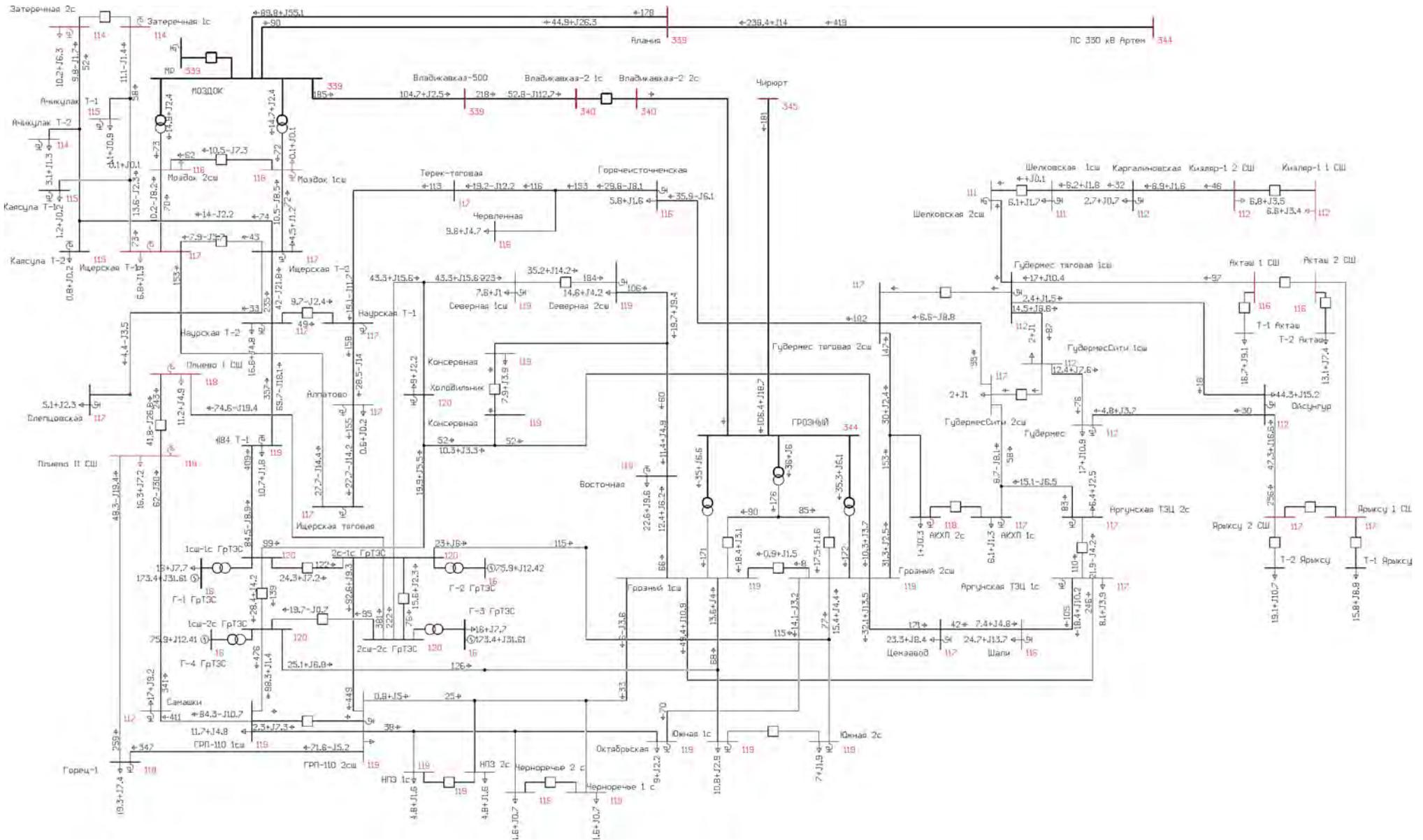


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-1 Режим: Нормальный



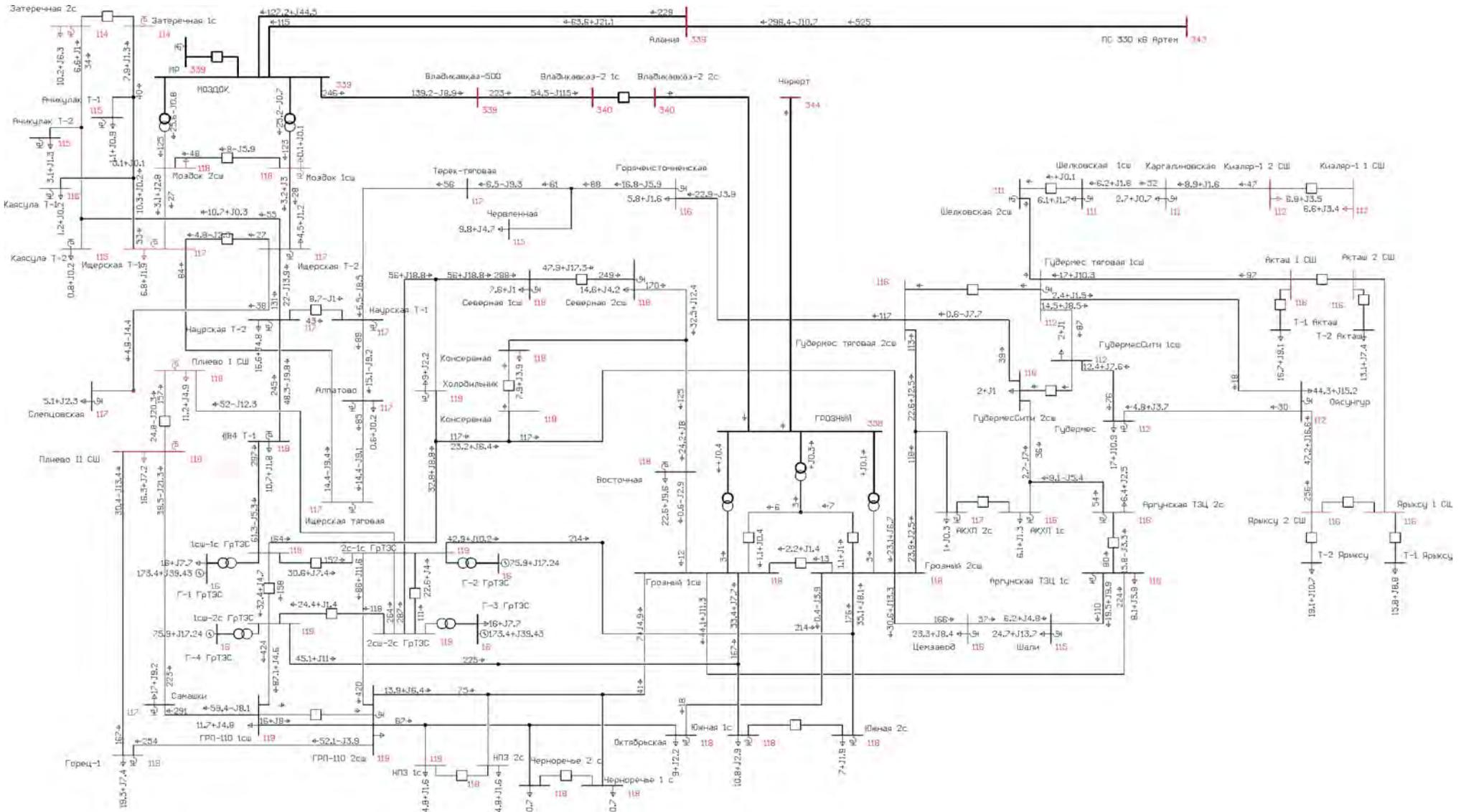


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

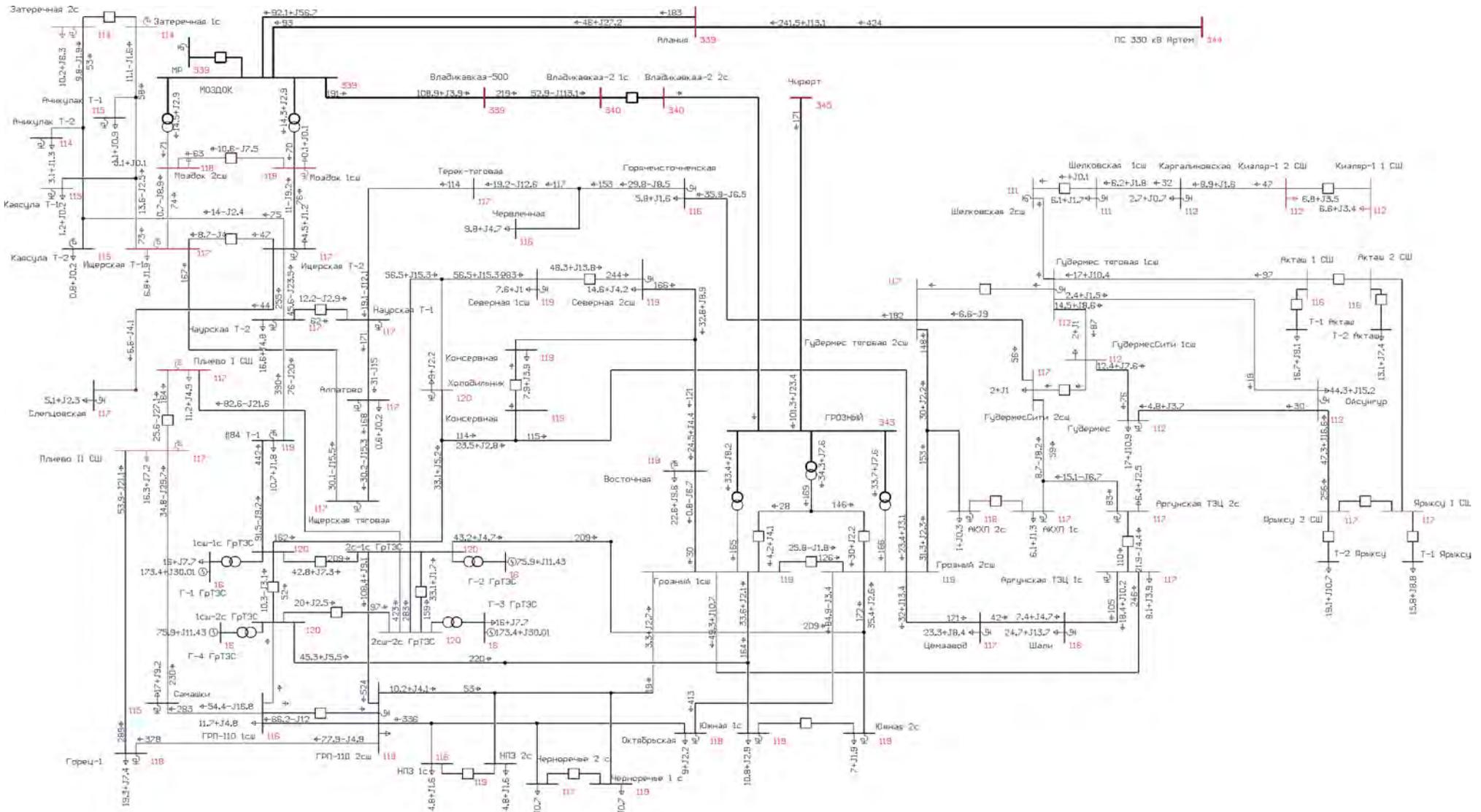


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-4 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

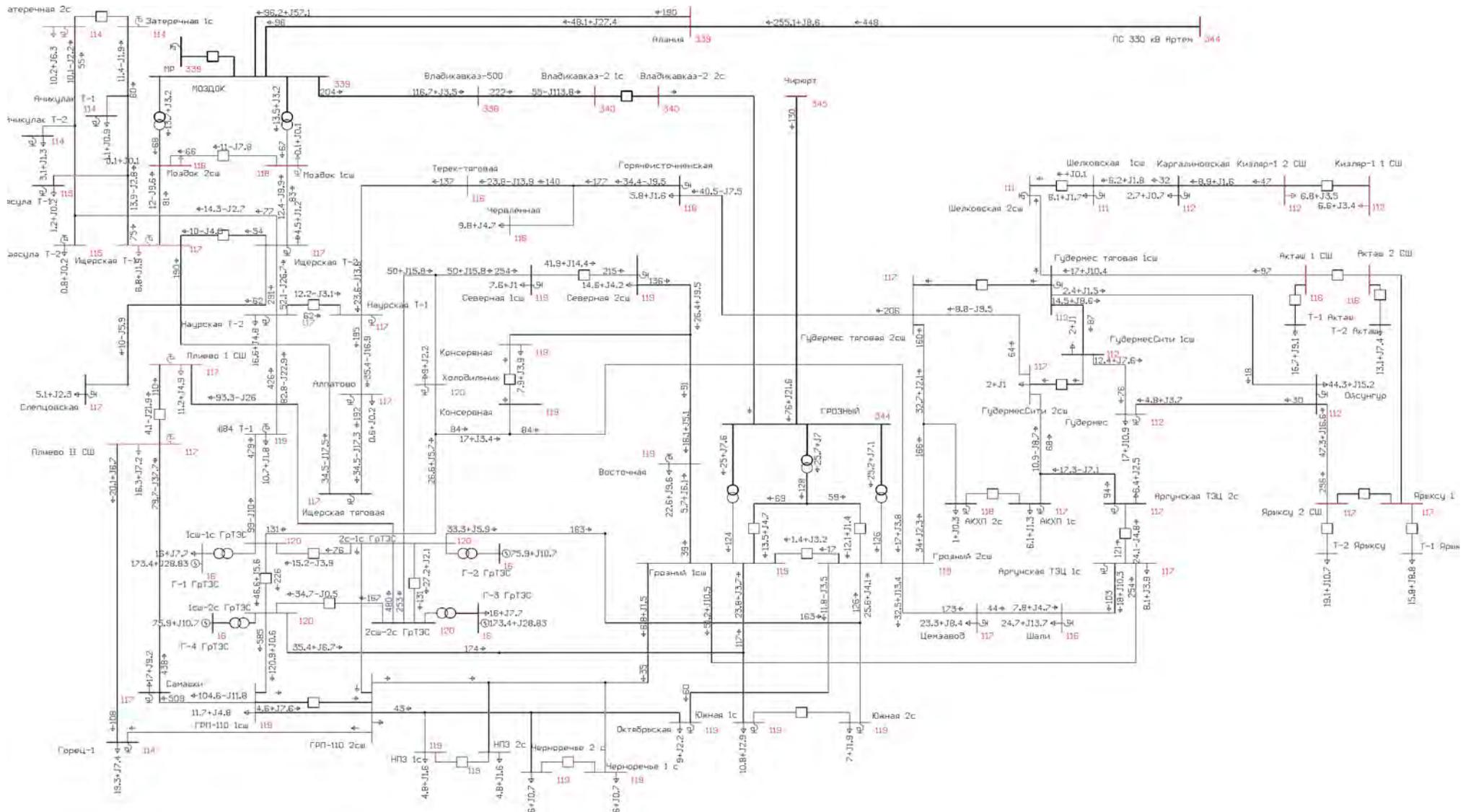
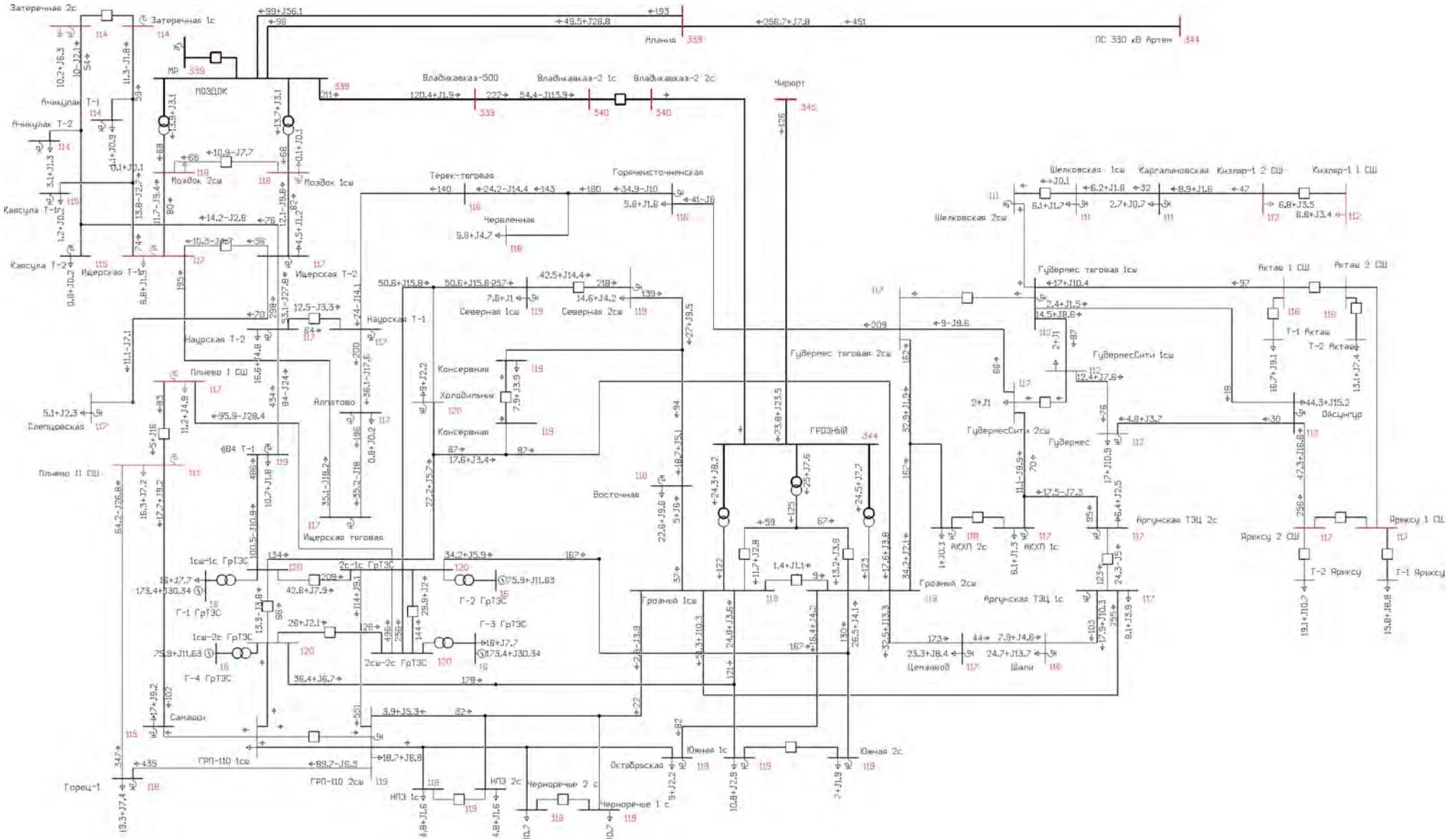


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-5 Режим: Послеаварийный отключение 2 ст 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный



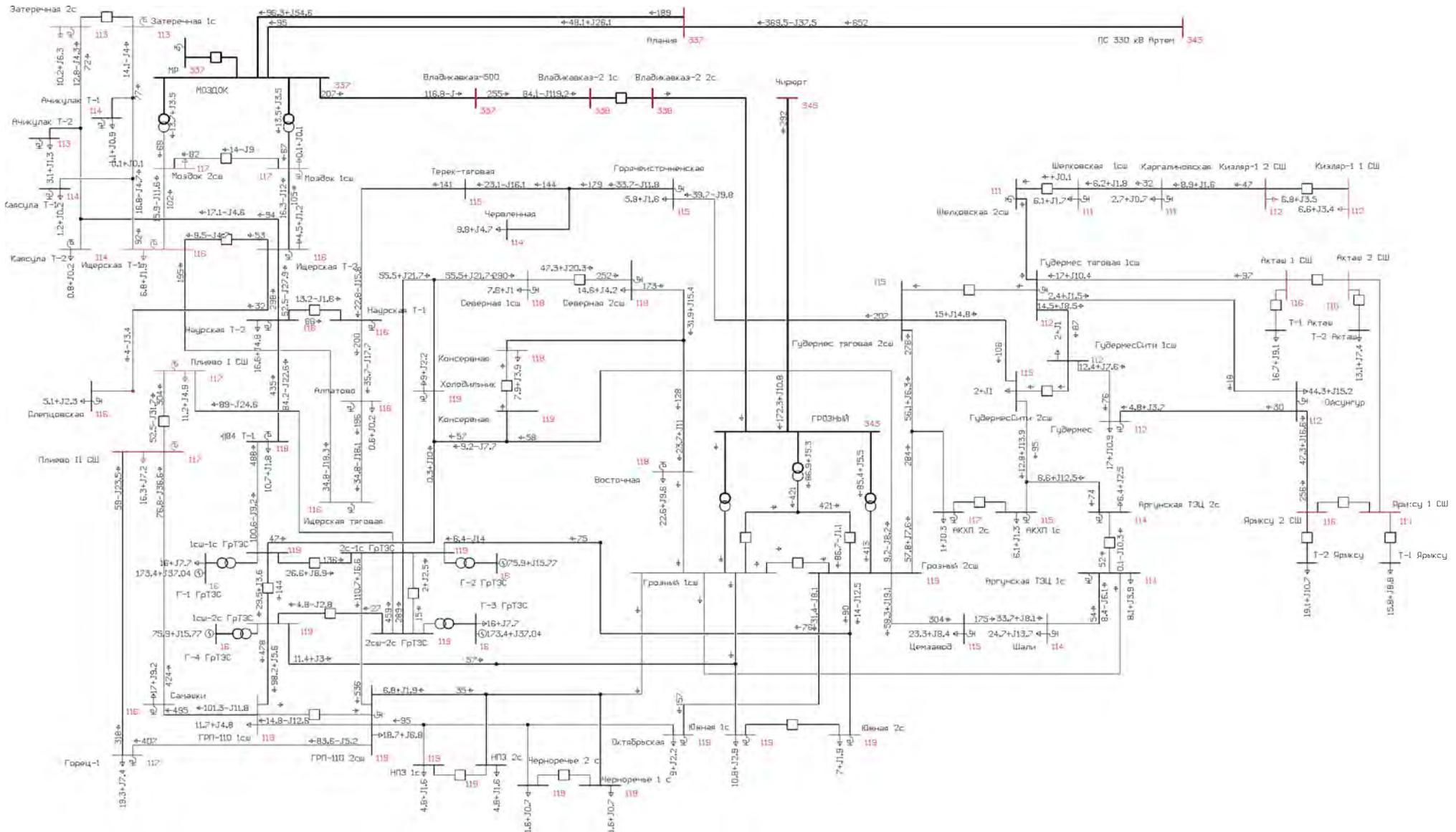


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

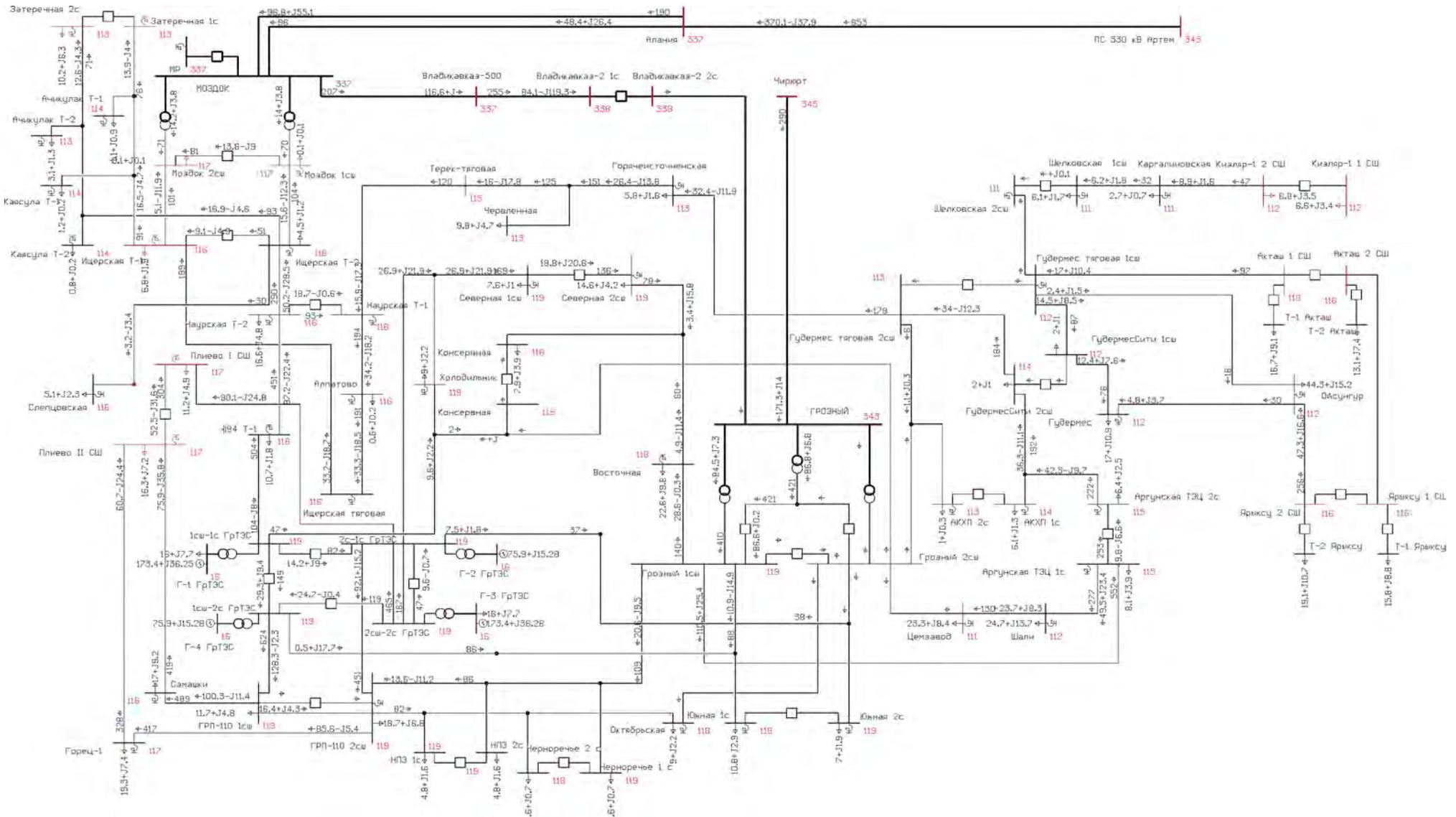


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

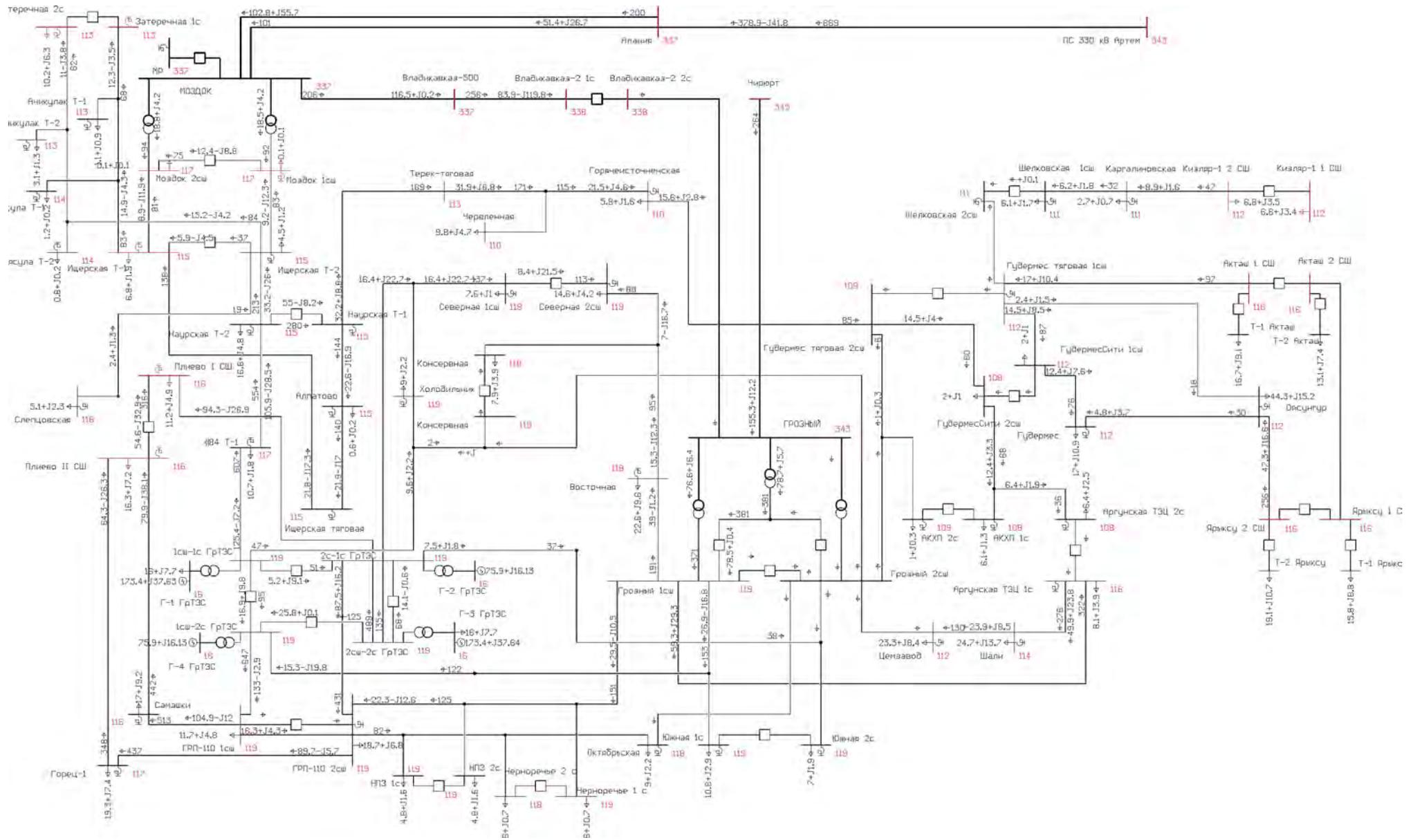


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-8.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ

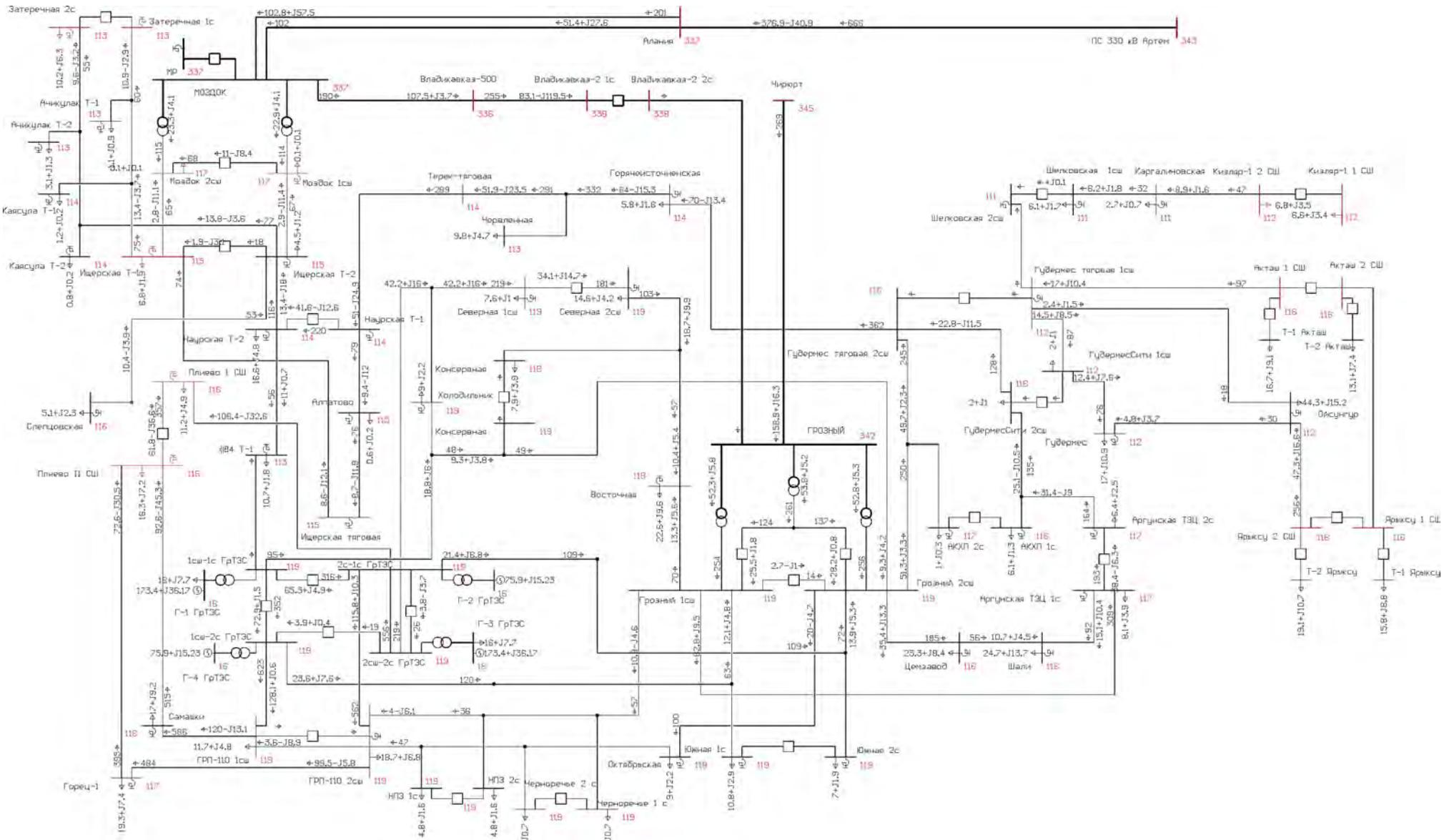


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84

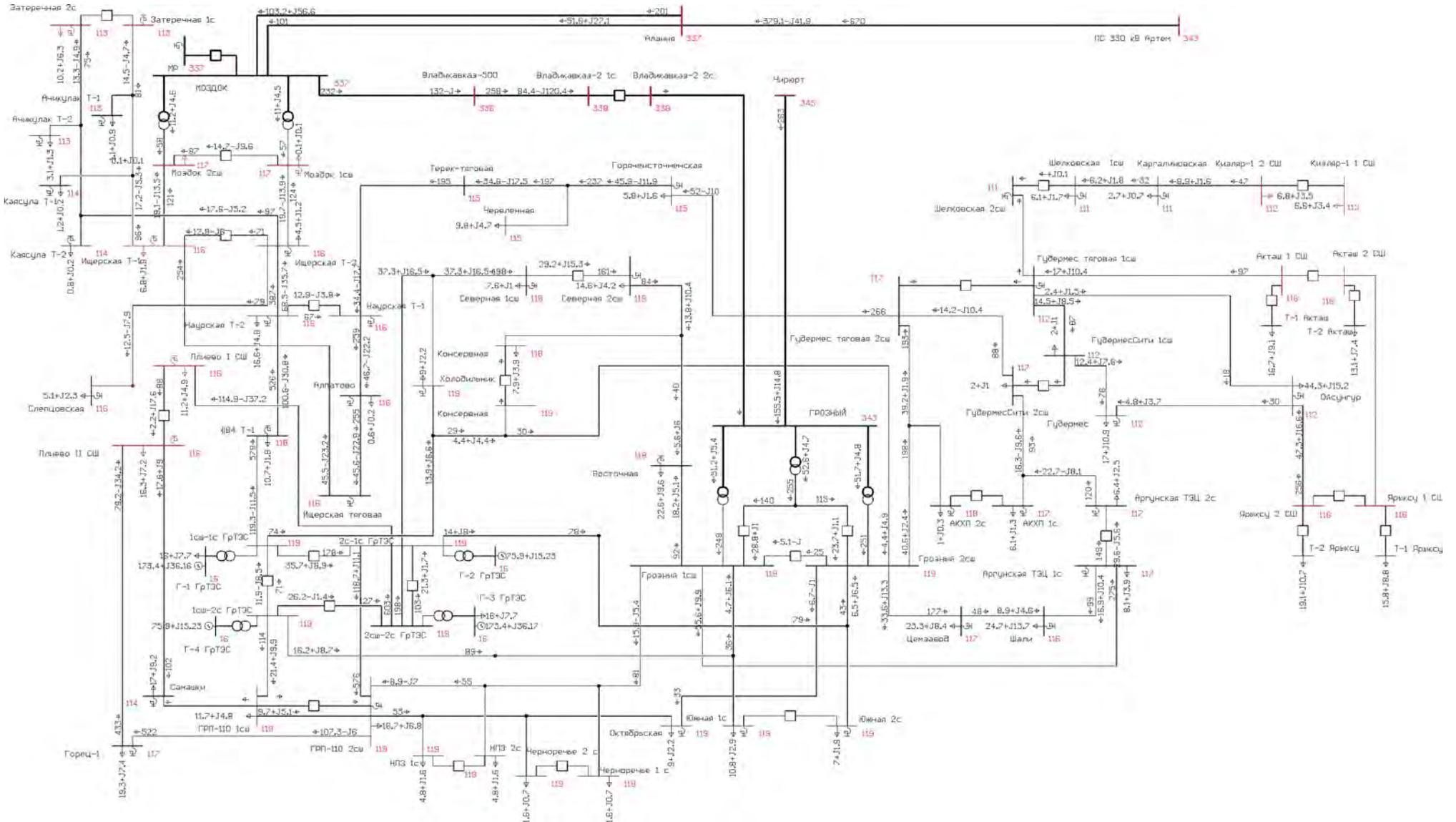


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки-ГРП-110(Л-103)

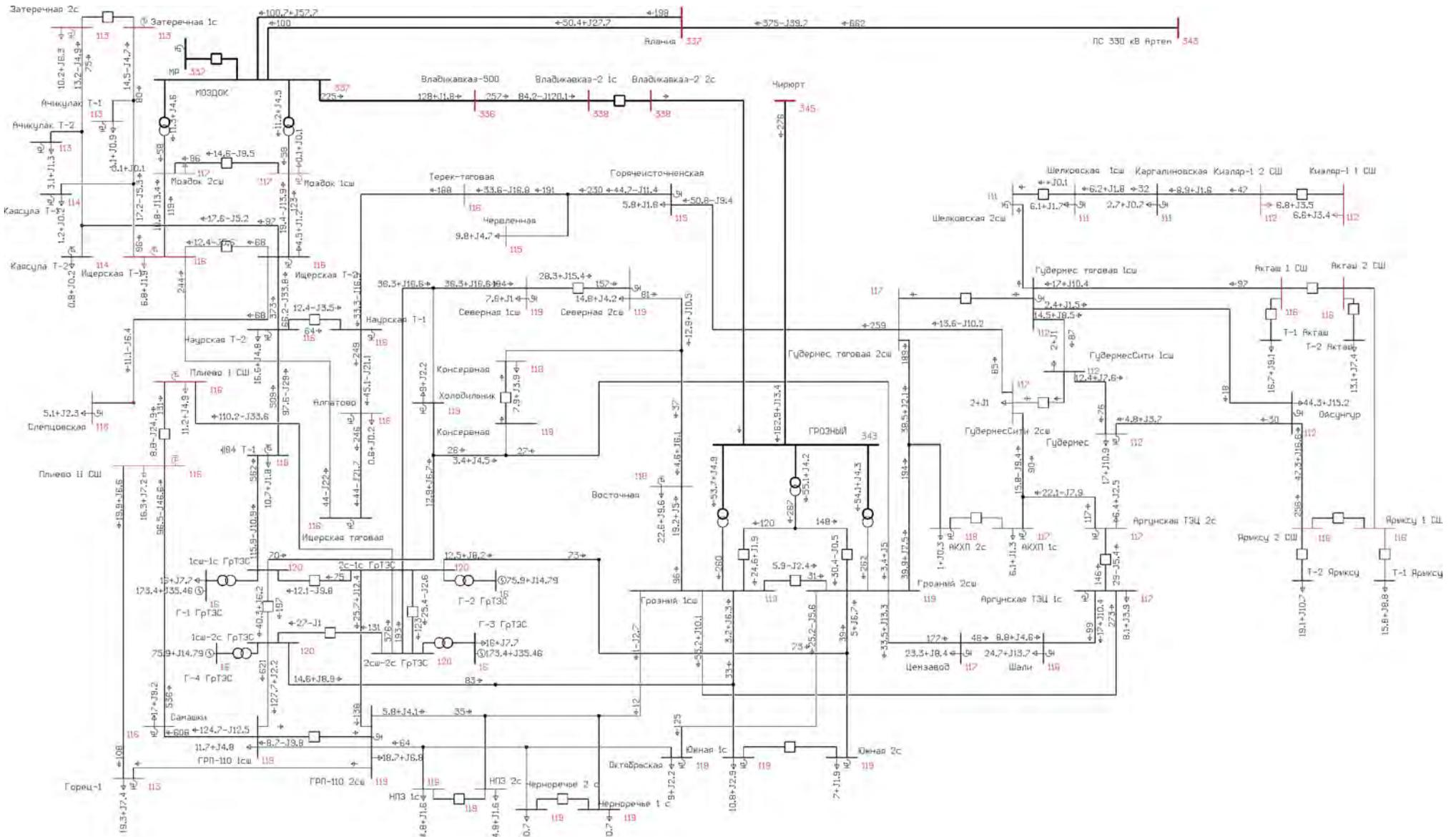


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110-Горец(Л-105)

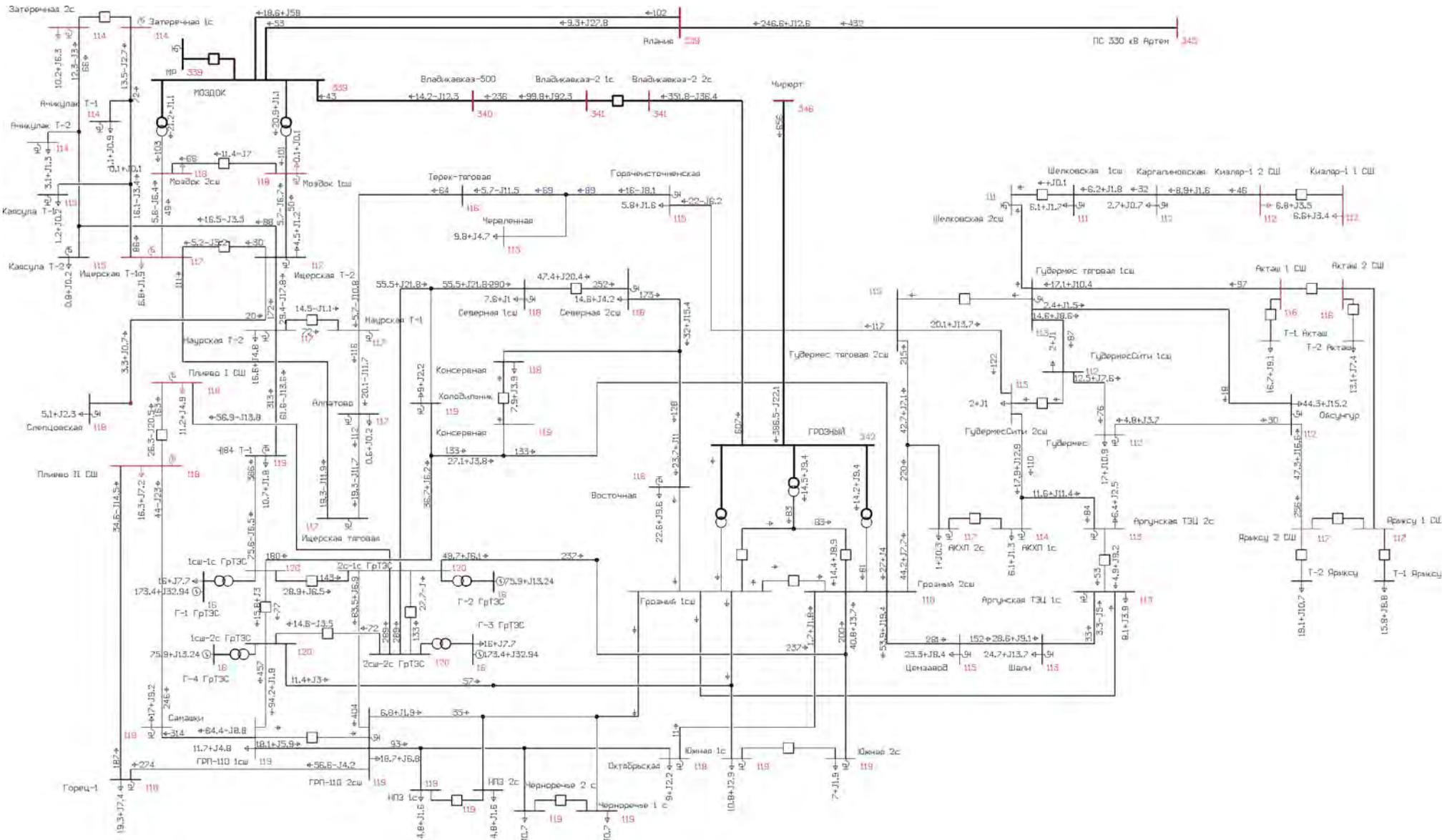


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-12 Режим: Ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

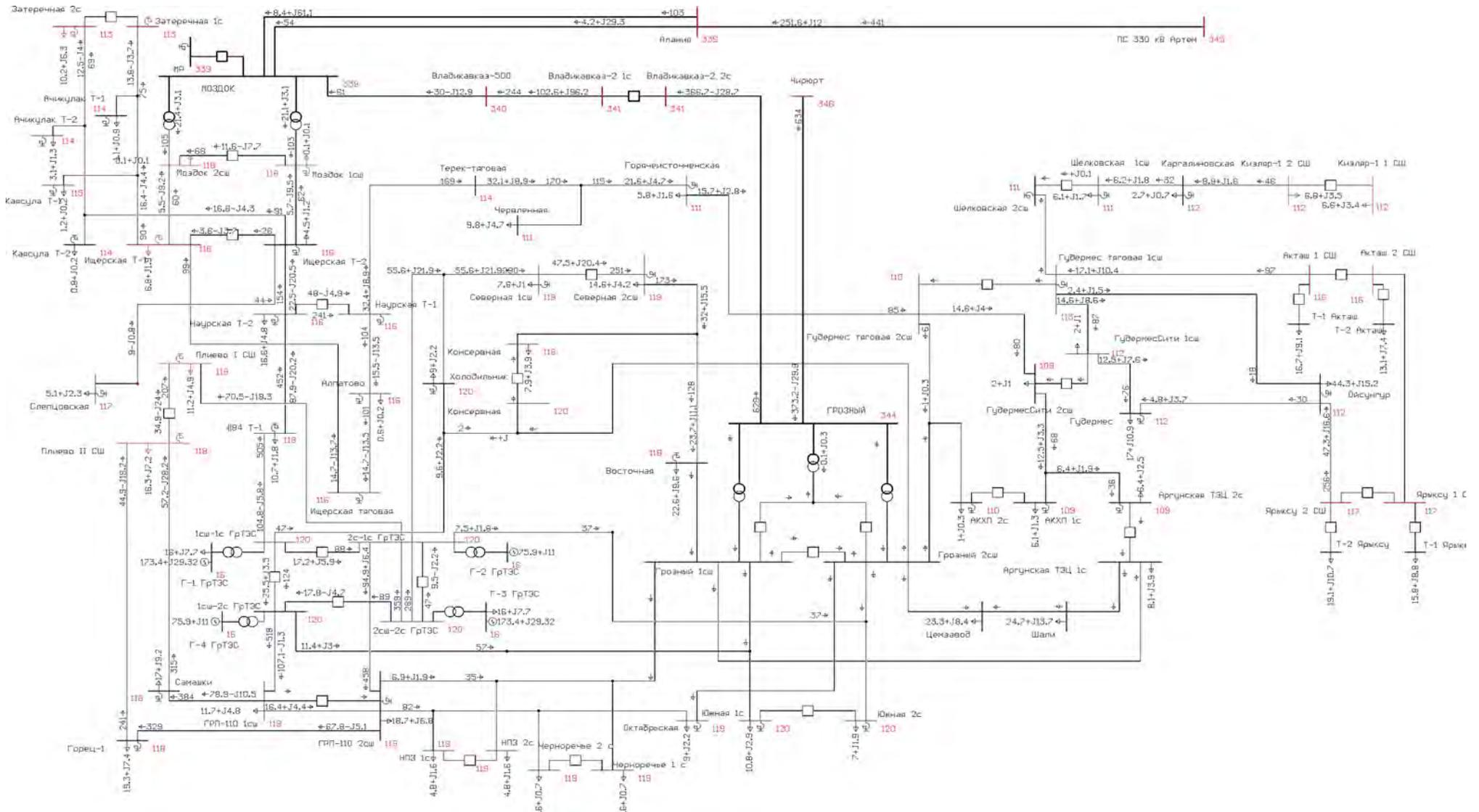


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-13 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ





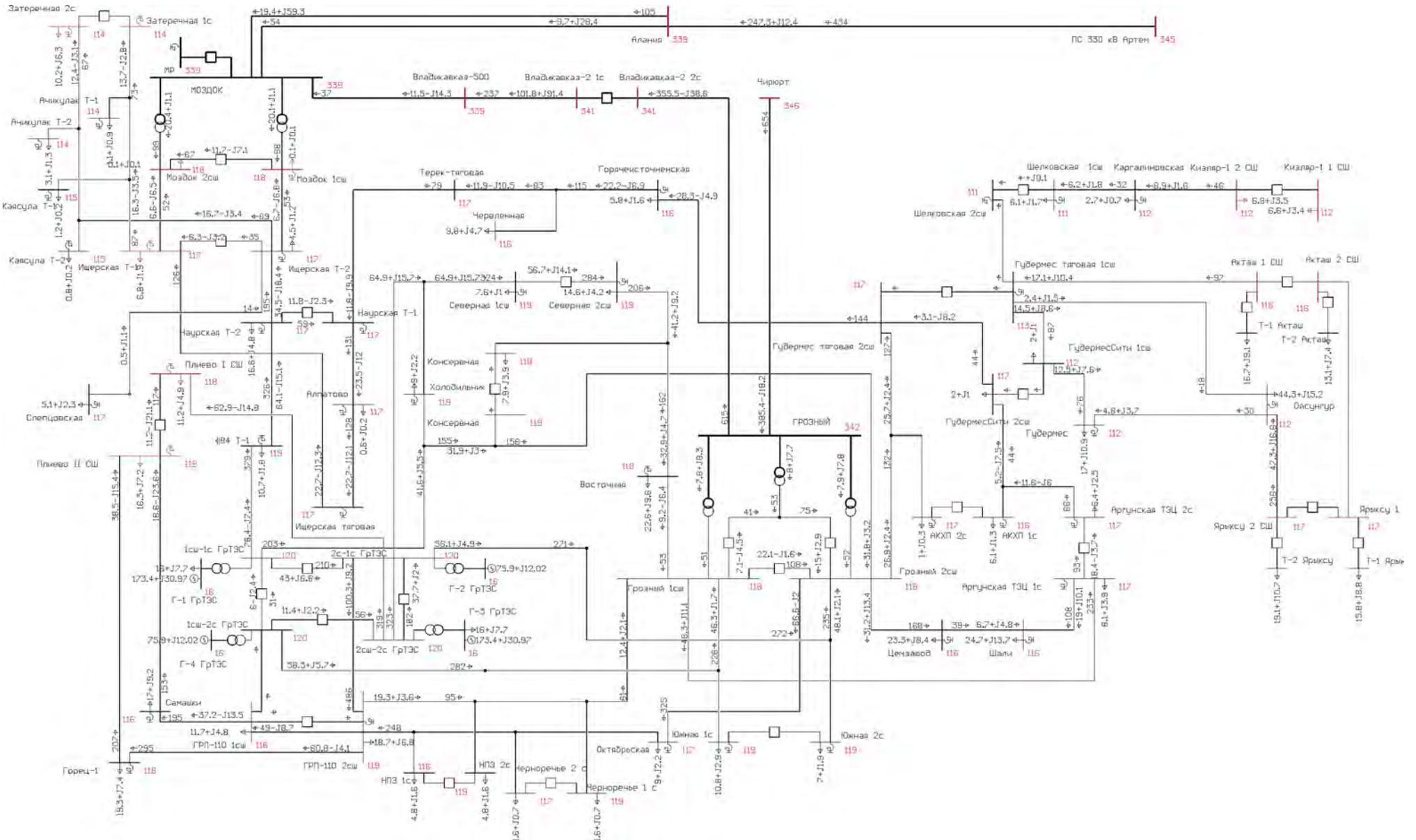
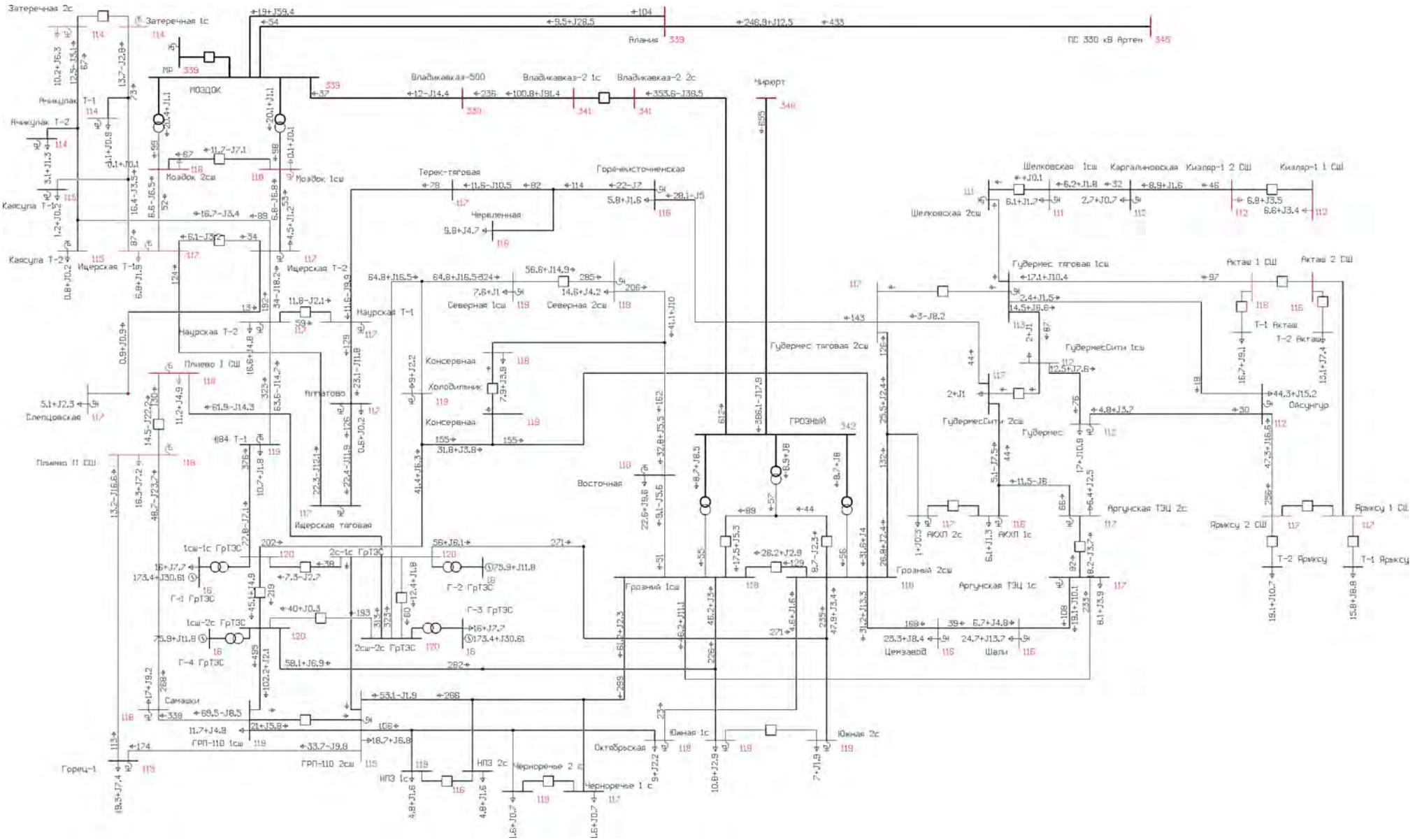


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-15 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц



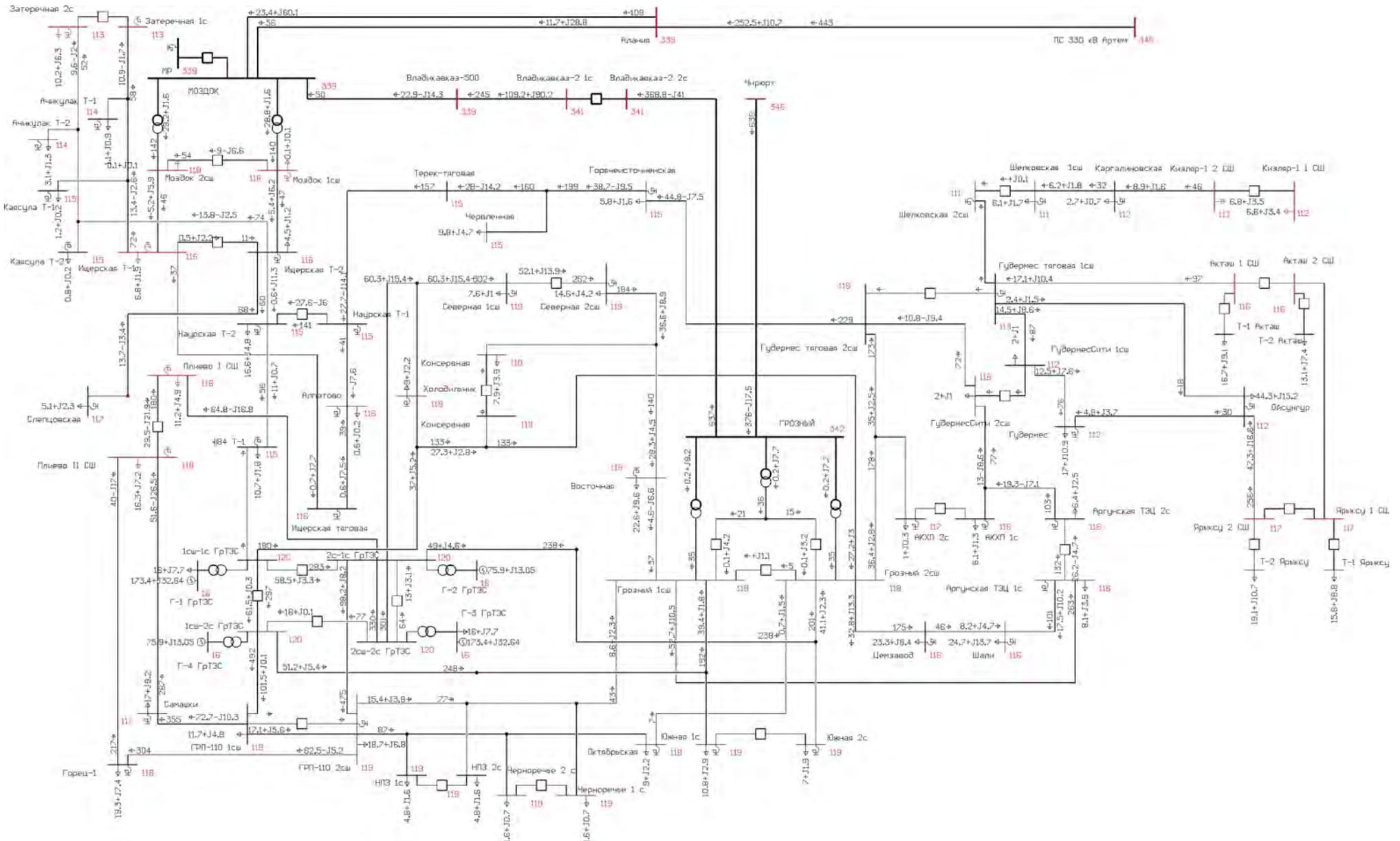


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84

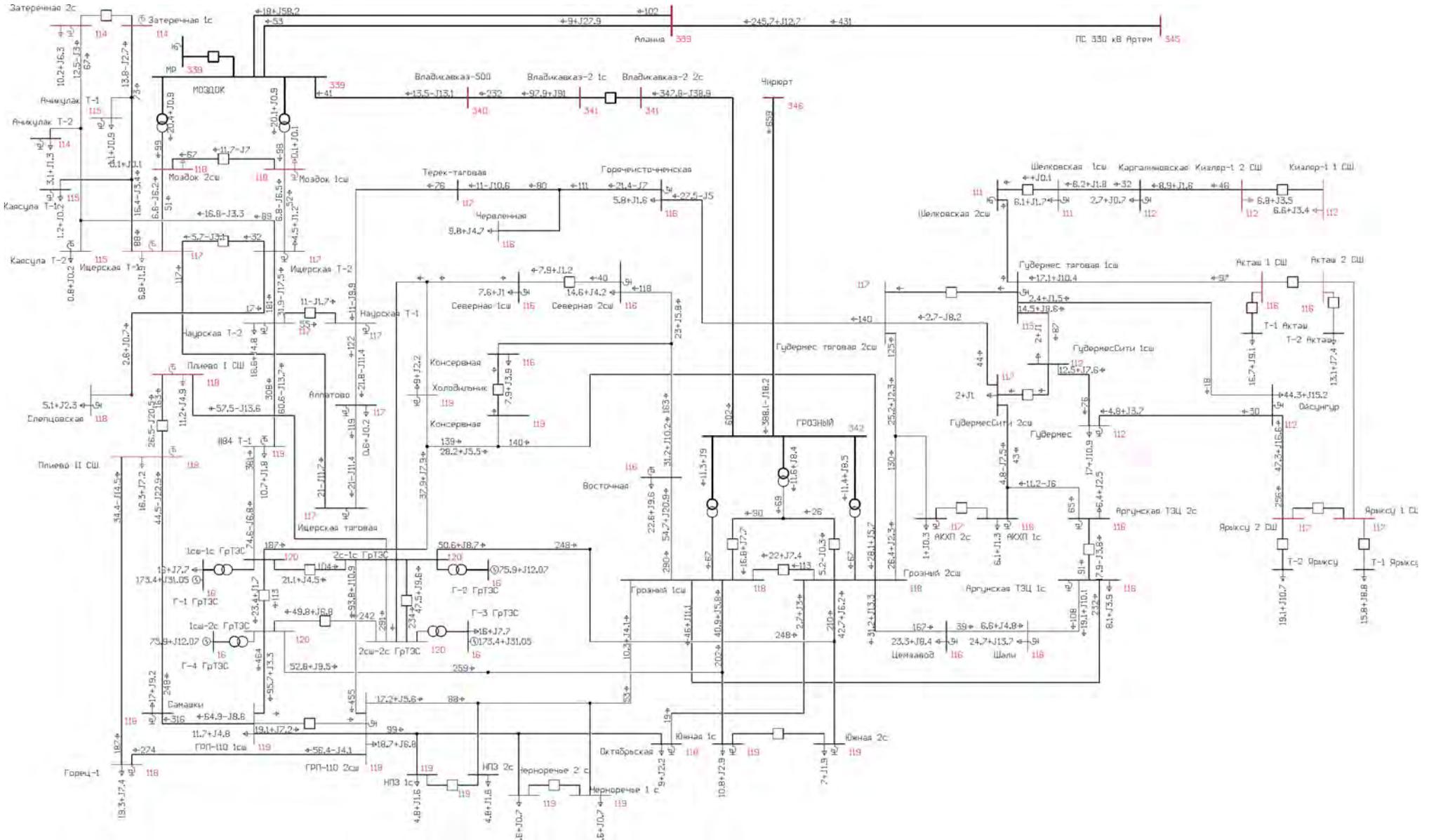


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-18 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная



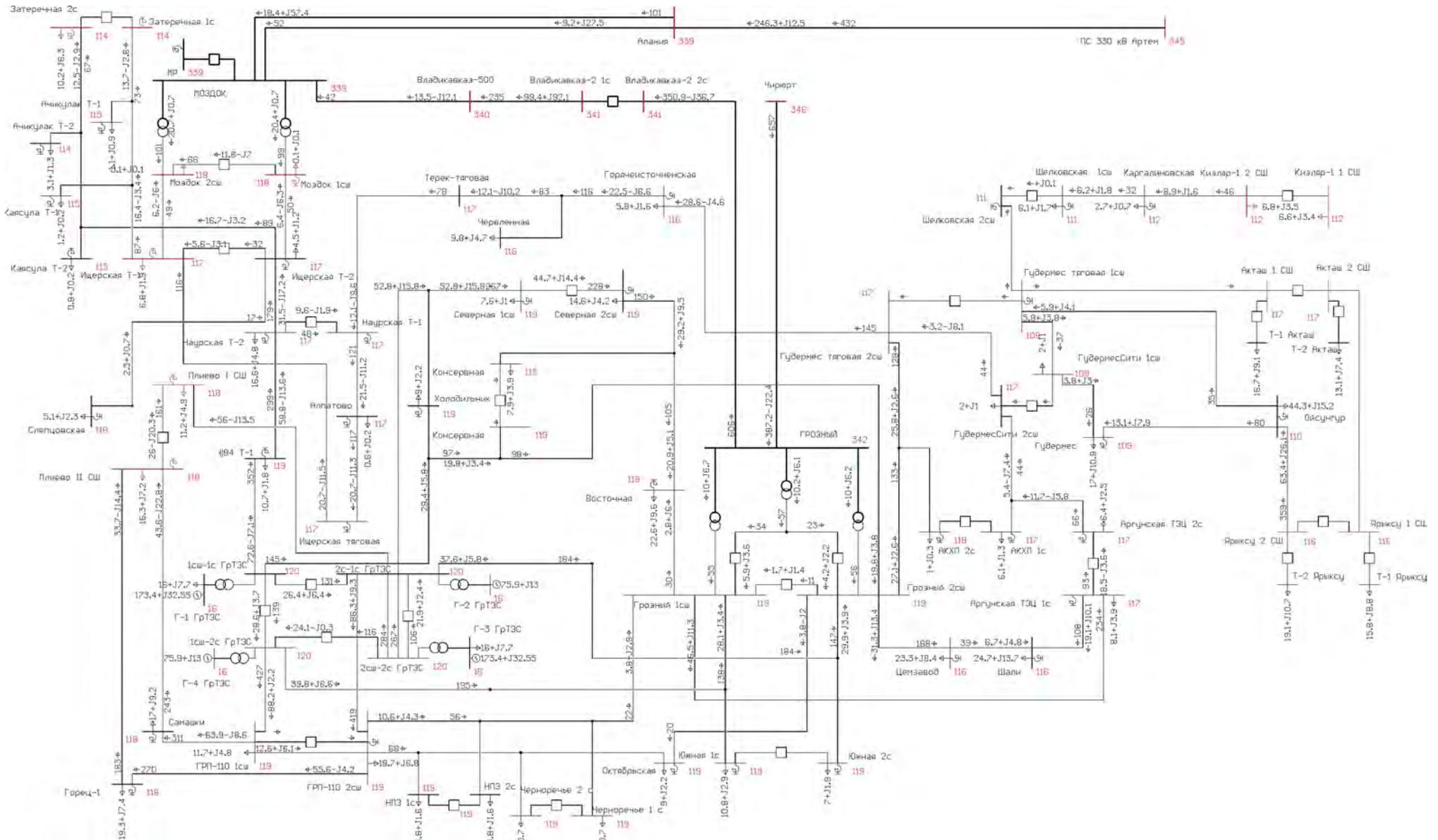


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

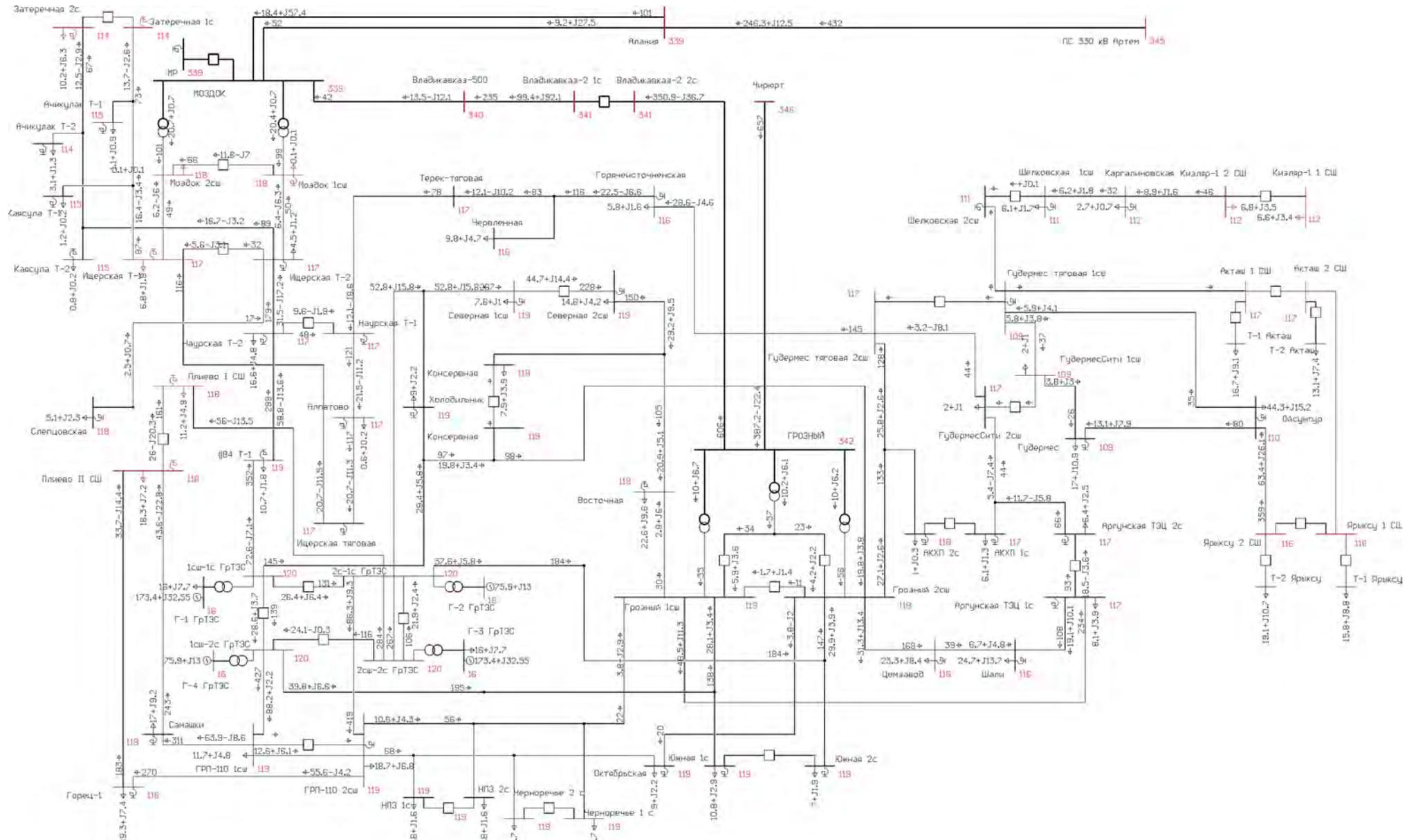


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-20.1 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

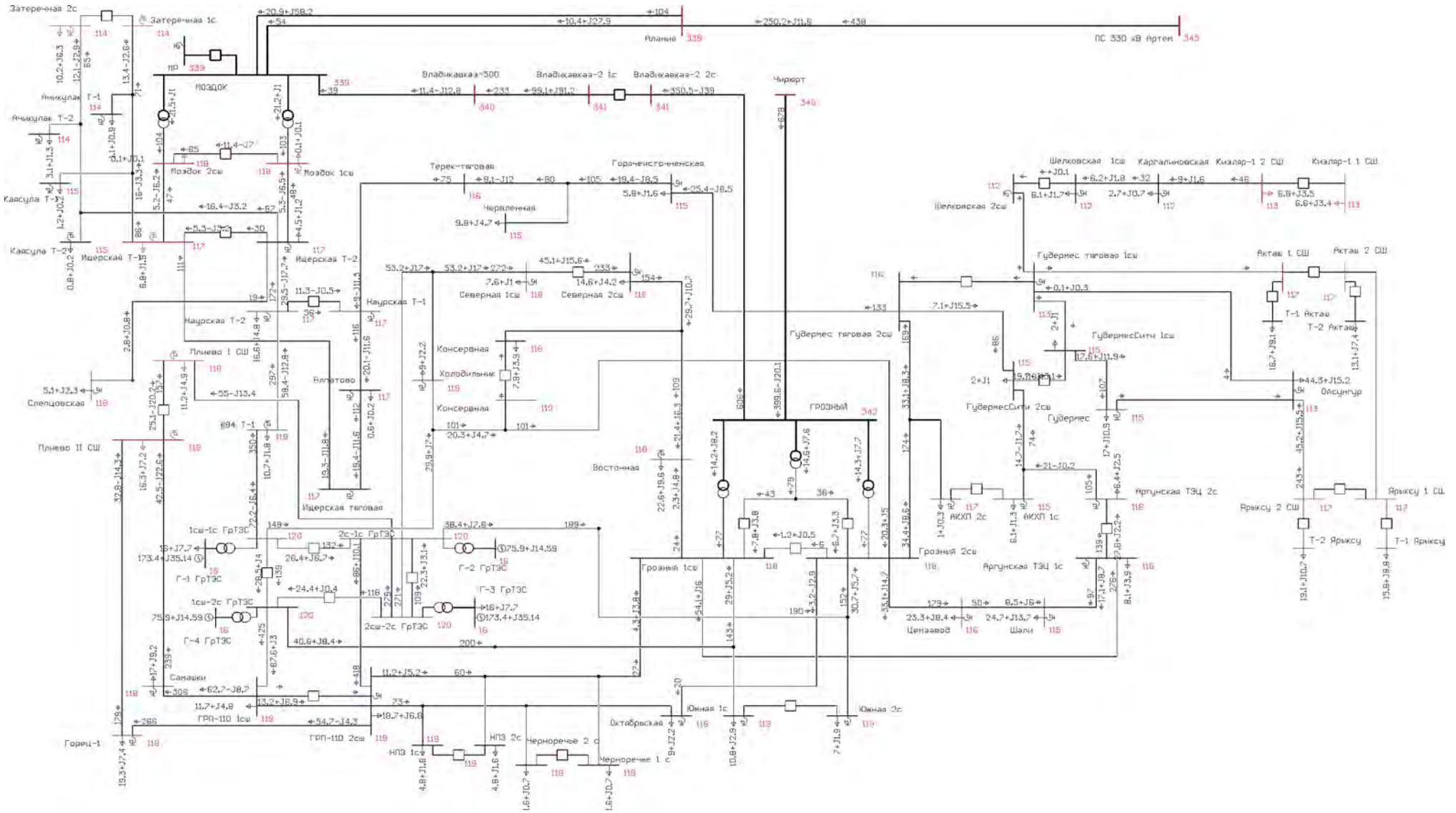
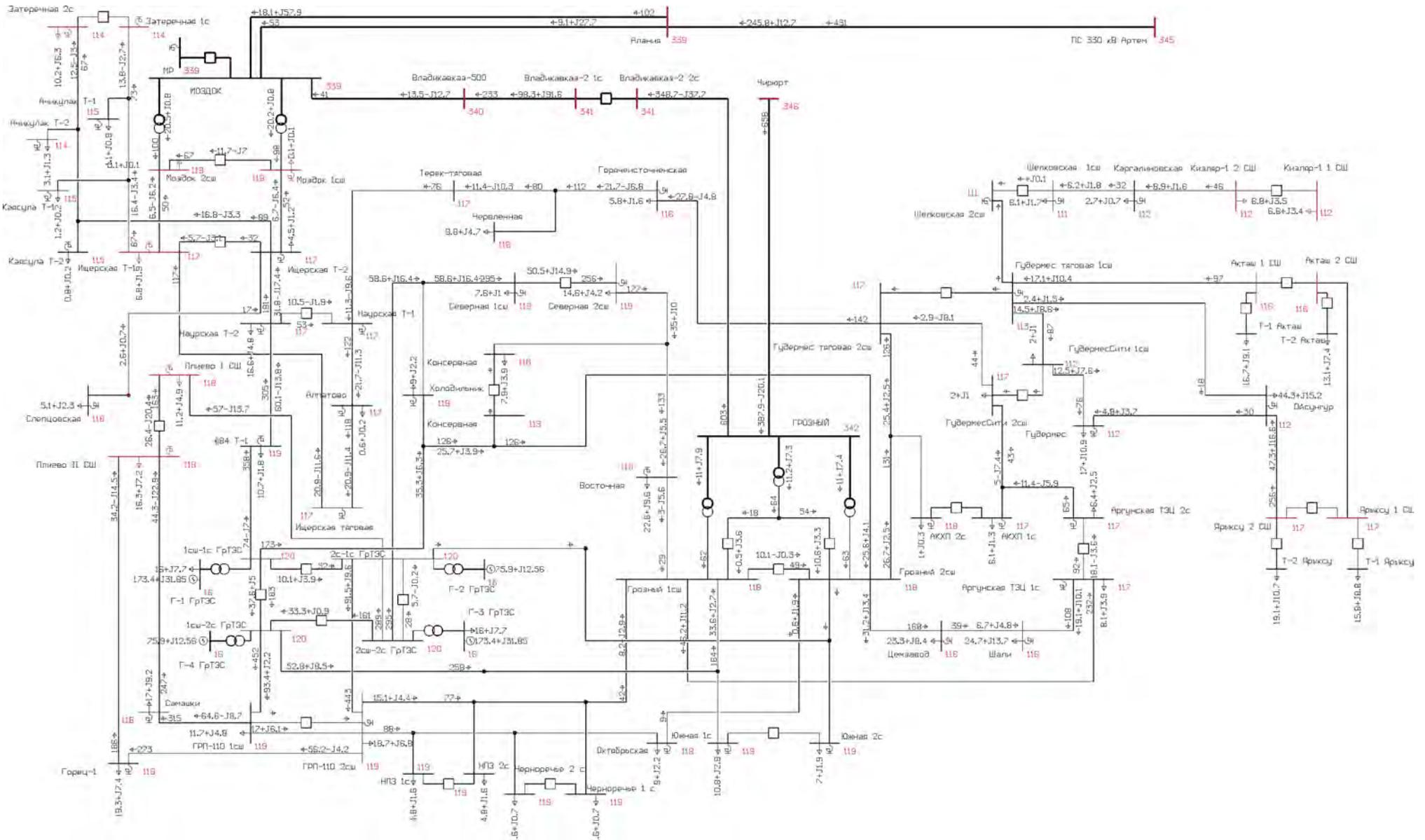
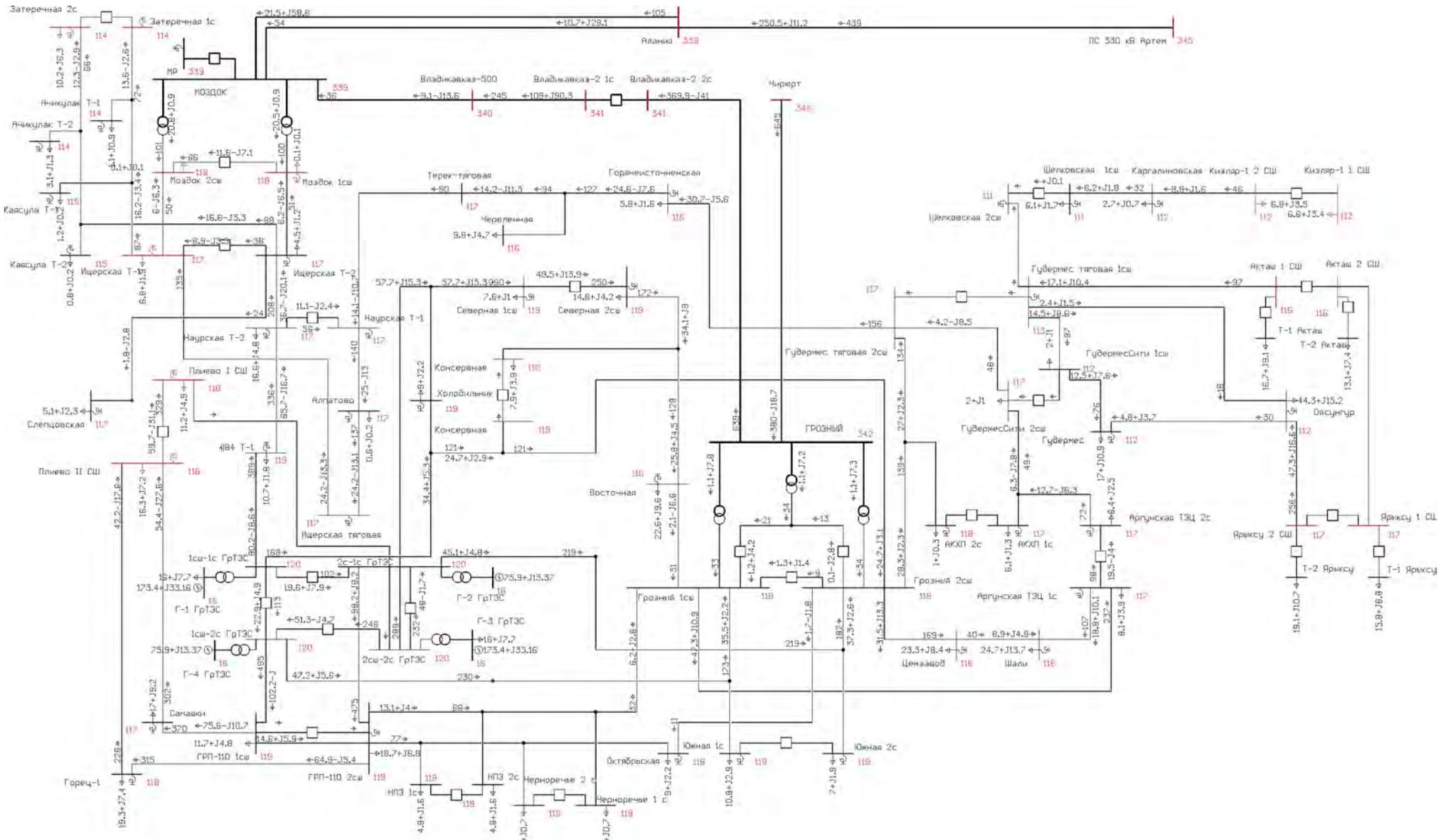


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-20.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Актас - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключением В-127 на ПС 110 кВ Ойсунгур и на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая





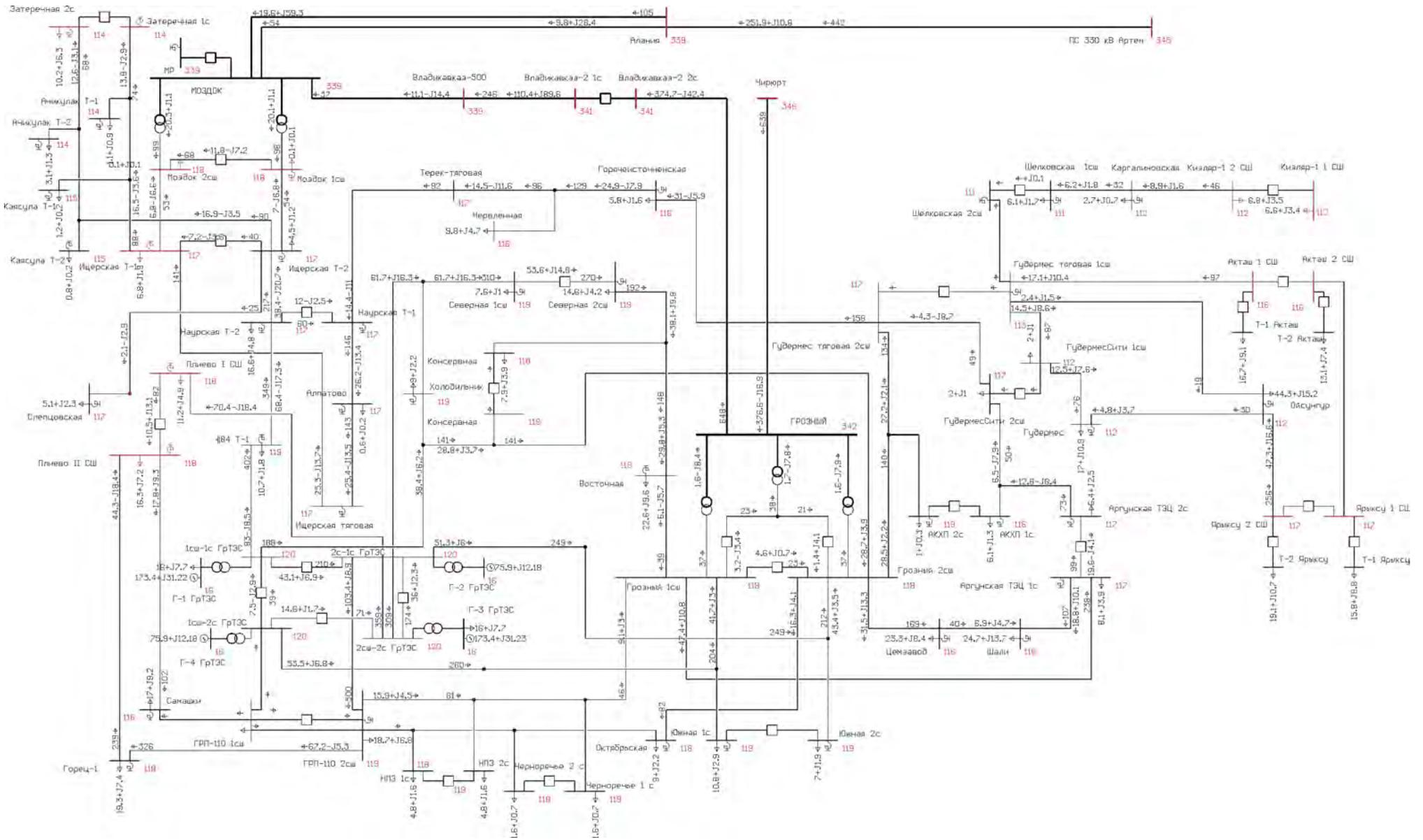


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-23 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

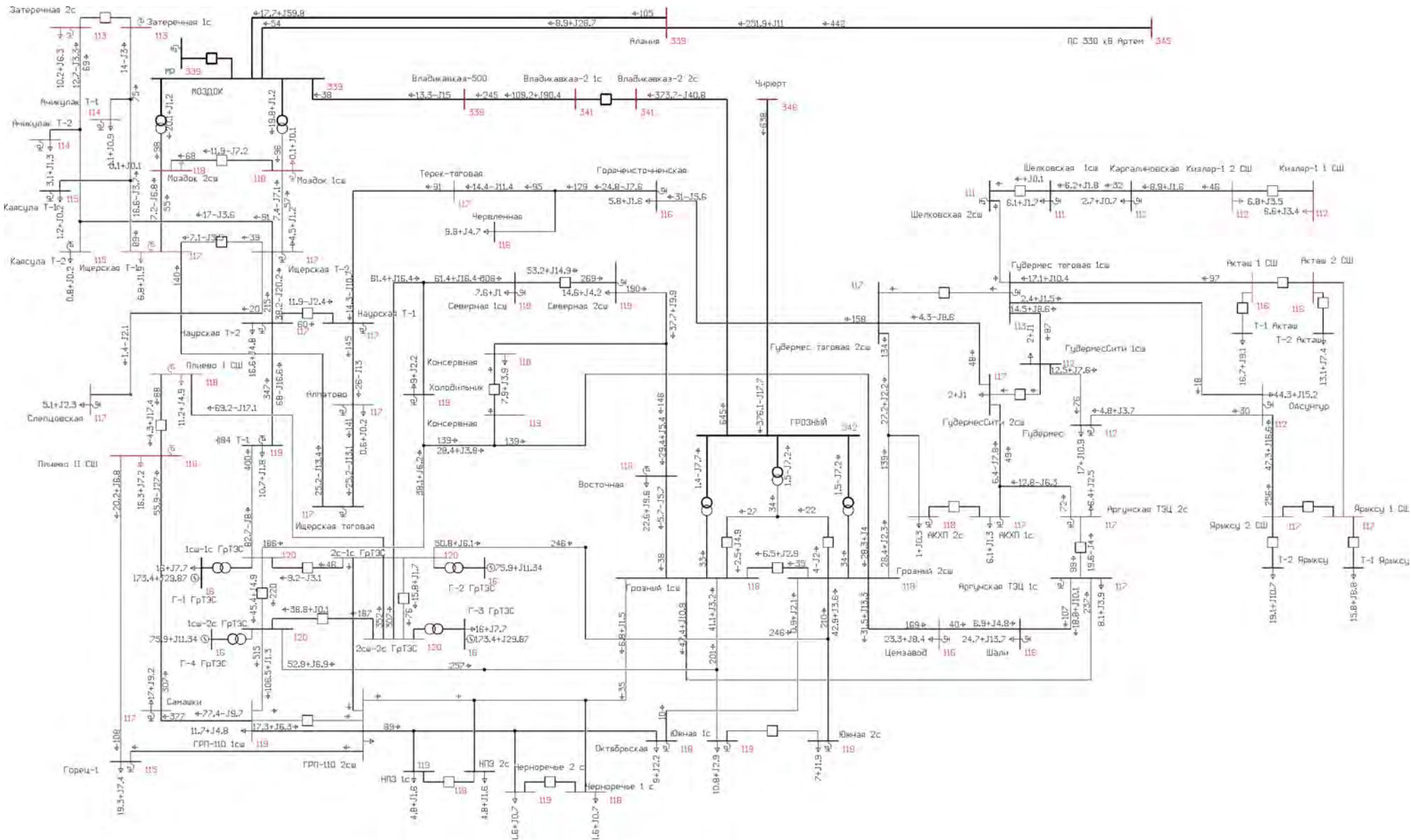


Рисунок № РВ-ЛМ -2020-24 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

## Приложение РВ-ЛМ-2020-Таблицы

### Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2020 года.

#### РВ-ЛМ -2020-1 Режим: Нормальный

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	55
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	56
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	57
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	59	297
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	88	427
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	233
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	64	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	419
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	56	270

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

#### РВ-ЛМ-2020-2 Режим: Ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	171
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	172
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	36	176
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	84	411
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	70	355
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	98	476
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	72	348
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	62	338
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	84	410
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	49	245
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	93	448
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	75	378

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

#### РВ-ЛМ-2020-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 30 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	87	424
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	223
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	59	292
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	420
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	48	243

ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	52	254
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	61	298
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	56	288

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-4 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	33	165
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	34	166
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	34	169
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	76	388
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	78	378
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	91	443
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	108	524
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	83	420
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	49	245
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	46	253
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	54	285
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	54	284

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-5 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	25	124
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	25	126
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	26	128
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	105	<b>510</b>
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	83	425
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	121	585
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	80	435
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	99	<b>479</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	93	478
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	51	254
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	52	289

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-6 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	24	122
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	25	123
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	25	125
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	84	432
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	90	436
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	100	<b>487</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	96	493

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	114	551
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	64	343
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	51	254
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	53	296

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	85	413
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	87	421
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	101	496
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	84	434
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	77	421
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	84	407
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	101	488
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	98	478
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	111	536
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	89	457
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	59	303

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	85	410
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	87	421
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	111	552
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	87	449
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	100	490
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	128	624
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	76	416
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	86	417
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	104	504
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	50	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	90	462
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	50	288
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	61	324
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	92	451

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-8.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	77	371
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	79	381

ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	106	<b>552</b>
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	105	<b>514</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	133	647
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	125	<b>607</b>
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	80	439
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	90	438
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	59	321
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	94	486
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	50	275
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	64	344
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	88	431

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	52	254
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	53	256
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	54	261
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	120	<b>587</b>
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	93	<b>512</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	128	623
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	99	<b>485</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	106	553
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	63	309
ВЛ 110 кВ Горячейсточнинская – Гудермес-Тяговая (Л-177)	396/475	70	361
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	73	391
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	116	562
ВЛ 110 кВ Терек-Тяговая – Горячейсточнинская (Л-175)	396/475	64	333
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки-ГРП-110(Л-103)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	51	248
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	52	251
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	53	255
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	101	<b>525</b>
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	107	<b>523</b>
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	115	601
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	119	<b>579</b>
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	69	385
ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	проект	79	429
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	119	576
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	56	274
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ГРП-110-Горец(Л-105)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	54	260
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	54	262
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	55	267
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	125	609
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	98	508
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	97	534
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	128	621
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	116	562
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	110	574
ВЛ 110 кВ Ишерская – Наурская (Л-130)	396/475	66	371
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	55	272
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-12 Режим: Ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	14	81
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	15	83
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	94	457
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	62	312
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	54	280
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	64	315
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	76	366
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	84	404
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	57	275

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-13 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	88	450
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	105	505
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	107	518
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	79	385
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	68	329
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	57	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	95	458
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	71	356

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ АКХП 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-14 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	14	85
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	15	87
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	94	475
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	49	276
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	64	323
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	94	453
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	66	320
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	96	465
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	78	378
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	57	275
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	64	321

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-14.1 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	7	58
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	0
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	7	60
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	76	389
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	59	322
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	50	275
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	96	464
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	92	444
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	68	331
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	93	451
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	59	285

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - Аргунская ТЭЦ 109 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-15 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	8	51
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	8	52
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	8	53
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	64	325
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	100	485
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	46	233
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	78	379
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	61	295
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	65	323
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	63	316

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-16 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	9	55
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	9	56
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	9	57
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	102	495
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	64	322
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	69	339
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	46	232
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	78	376
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136)	396/475	53	266
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	49	265
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	65	324
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	62	311

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	35
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	35
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	0	36
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	102	492
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	73	356
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	262
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	98	475
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	63	304
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	52	283
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	65	327
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	60	302

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-18 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	11	67
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	11	67
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	12	69
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	96	464
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	61	306
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	65	317
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	46	231
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	94	455
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	75	361

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 110 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258

АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	55
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	56
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	57
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	448/538	61	372
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	59	298
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	88	427
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	233
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	64	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	419

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Ойсунгур 101 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	55
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	56
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	57
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	63	360
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	59	298
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	88	427
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	233
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	64	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	419

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 109 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-20.1 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	55
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	56
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	10	57
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	63	360
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	59	298
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	88	427
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	233
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	64	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	73	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	419

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 109 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-20.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключением В-127 на ПС 110 кВ Ойсунгур и на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	14	77
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	14	77
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	15	79
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	54	275
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	58	295
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	88	425

ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	45	244
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	63	307
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	72	350
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	86	418
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	55	266

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 112 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-21 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный (Л-115)**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	11	62
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	11	63
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	11	64
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	93	452
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	60	304
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	65	316
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	46	232
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	91	443
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	74	358
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	56	273
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	44	243
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	59	295

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-22 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	1	33
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	1	34
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	1	34
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	102	495
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	66	334
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	76	371
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	98	475
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	237
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	80	389
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	65	316
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	54	298

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-23 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	2	37
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	2	37
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	2	38
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	68	348
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2ц	проект	103	500
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	83	402
ВЛ 110 кВ ГРП-110 - Горец (Л-105)	448/500	67	327

ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	237
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	70	356
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	38	215
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	62	309

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

**РВ-ЛМ -2020-24 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110**

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	536/832	1	33
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	536/832	2	34
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	536/832	2	34
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц	проект	106	515
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	448/538	68	346
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	77	378
ВЛ 110 кВ Ярыксу- Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - №84	448/538	83	400
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	237
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	56	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	проект	69	349
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	38	213
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная	391/469	61	308

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 111 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

».