



РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 30.03.2018

г. Грозный

№ 49-рг

Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019-2023 годы

Во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», протокольных решений заседания Правительственной комиссии Российской Федерации по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) от 9 ноября 2010 года № АШ-369-пр, распоряжения Главы Чеченской Республики от 29 декабря 2017 года № 304-рг «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы»:

1. Утвердить прилагаемую Схему и программу развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019-2023 годы.

2. Министерству промышленности и энергетики Чеченской Республики (далее - Министерство) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и протокольными решениями Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) от 9 ноября 2010 года № АШ-369-пр:

2.1. Разместить Схему и программу развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019-2023 годы на официальном сайте Министерства в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

2.2. Приступить к новому циклу работ по формированию схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на очередной период 2020-2024 годов.

3. Контроль за выполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Председателя Правительства Чеченской Республики - председателя Комитета Правительства Чеченской Республики по туризму М.Б. Байтазиева.

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

Глава
Чеченской Республики



Р.А. Кадыров

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением Главы
Чеченской Республики
от **30.03.2018 г. № 49-рг**

**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ НА ПЕРИОД 2019-2023 ГГ.**

Грозный, 2018

Паспорт Программы

Наименование Программы	Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019-2023 годы (далее - Программа)
Основание для разработки	<p>– Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;</p> <p>– Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;</p> <p>– 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.</p>
Государственный заказчик	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Основной разработчик Программы	Фирма «Теплостройпроект-С» ООО, Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики
Цели Программы	<p>- 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;</p> <p>- 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;</p> <p>- обеспечение координации планов социально-экономического развития Чеченской Республики и схем и программ развития электроэнергетики;</p> <p>- 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</p>

	<p>электрической энергии, инвесторов;</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечение сетевых компаний актуальной информацией для формирования своих инвестиционных программ.
Задачи Программы	<ul style="list-style-type: none"> - мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой распоряжением Главы Чеченской Республики от 29.12.2017 года № 304-рг «Схемой и программой развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы»; - оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) Чеченской Республики на период формирования СиПР ЧР; - разработка рекомендации по размещению собственных генерирующих мощностей, типов электростанций с учетом требований покрытия максимума нагрузки в разрезе годового использования; - определение приоритетных направлений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и размещению объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; - разработка 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; - разработка 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; - обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.
Важнейшие оценочные показатели Программы	<ul style="list-style-type: none"> - снижение потерь электроэнергии в сетях за счет снижения издержек при транспортировке электроэнергии путем оптимизации схем электроснабжения и использования современных энергосберегающих технологий; - снижение недоотпуска и перерывов в электроснабжении; - ликвидация «узких» мест энергосистемы.
Сроки и этапы реализации Программы	2019-2023 годы
Исполнители основных мероприятий	<ul style="list-style-type: none"> - электросетевые и генерирующие компании Чеченской Республики (по согласованию); - Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики; электросетевые и генерирующие компании (по согласованию).
Объемы и источники обеспечения Программы	<p>Финансирование программных мероприятий определено в объеме 50,926 млрд. рублей (прогнозно), в том числе:</p> <p>на объекты генерации 27,763 млрд. руб.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Грозненская ТЭС - 26,780 млрд. руб;

	<p>- Малые ГЭС – 983 млн руб. Реализация Программы предусмотрена за счет внешних инвестиционных средств, собственных средств предприятий (прогнозно).</p>
	<p>В ходе реализации программных мероприятий запланировано :</p> <ul style="list-style-type: none"> - вводы новых электросетевых объектов: ВЛ 35-110 кВ – 107,50 км; ПС 35-110 кВ – 112,00 МВА. - реконструкция и техническое перевооружение электросетевых объектов: ВЛ 35-110 кВ – 481,25 км.; ПС 35-110кВ – 593,6 МВА. - строительство объектов генерации: Грозненская ТЭС – 360 МВт, Малые ГЭС – 0,5 МВт.
Система организации контроля за исполнением Программы	<p>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»</p>

№ п/п	Содержание	Стр.
	Введение	6
1	Общая характеристика региона.	8
2	Анализ существующего состояния электроэнергетики Чеченской Республики за период 2013–2017 гг.	21
2.1	Общая характеристика Чеченской энергосистемы.	21
2.2	Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чеченской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.	22
2.3	Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности.	26
2.4	Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки.	28
2.5	Структура установленной электрической мощности и выработки электрической энергии на территории Чеченской Республики.	33
2.6	Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5 МВт.	33
2.7	Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.	33
2.8	Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Чеченской Республики за период 2013–2017 гг.	33
2.9	Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики 110 кВ и выше.	36
2.10	Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики с указанием существующих ограничений по пропускной способности внешних сечений.	38
3	Анализ функционирования электроэнергетики на территории Чеченской Республики.	40
4	Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики.	
4.1	Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики	
4.2.	Анализ расчётов электроэнергетических режимов. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики	47
4.3	Комплекс мероприятий по снижению потерь электрической энергии в сетях АО «Чеченэнерго» на период 2018-2022 годы	92
	Заключение	96
	Список принятых сокращений	97
	Перечень нормативной и ссылочной документации	99
Приложения и чертежи		

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	Данные по вводимым (реконструируемым) объектам генерации и электросетевым объектам, прогнозы потребления мощности энергосистем субъектов Российской Федерации Северо-Кавказского Федерального округа	
3	Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики	
4	Перечень по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы для ликвидации «узких мест» в «базовом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики на период 2019-2023 гг.	
5	Перечень мероприятий по реконструкции и новому строительству, соответствующий актуальной редакции «Программы повышения надежности функционирования электросетевого комплекса Чеченской Республики».	
7	Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы (в графическом исполнении и табличном формате)	
8	Карты-схемы развития энергосистемы Чеченской Республики на период до 2023 года	
9	Техническое задание на разработку Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2019-2023 гг.	

Введение

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

- Федеральным законом Российской Федерации от 26.03.2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

- Федеральным законом от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»;

- 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 Чеченской Республики от 08.12.2011 года № 196 «Об утверждении Порядка разработки и утверждения схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики»;

- 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;

- 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 09.11.2010 года №АШ-369 пр;

Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики выполнена на основании:

- Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09 июня 2017 года № 1209-р;

- проекта «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы» (далее – СиПР ЕЭС);

- инвестиционных программ (а также программ реновации, техперевооружения и реконструкции) генерирующих и электросетевых компаний на территории Чеченской Республики, одобренных 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 согласованные 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 года и на перспективу до 2025 года;
- информации, предоставляемая органами исполнительной власти и Координационным советом по развитию электроэнергетики Чеченской Республики;
-
- Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы, утверждённой распоряжением Главы Чеченской Республики от 29.12.2017 года № 304-рг.

Основной задачей работы является разработка рекомендаций по рациональному развитию энергосистемы Чеченской Республики с учетом потребности в электрической энергии и развития источников электроснабжения, определение необходимых объёмов строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей в период до 2023 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 «Схеме...» принят 2017 год, за расчетные – 2018 -2023 годы.

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 станции 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 Терекон 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 предгорные 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 Аргун 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 хребт 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 звеном 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 Даттыхской 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 Аргун он разделен на три отдельные возвышенности: Сюйр-Корт с вершиной Бёлк-Барз (398 метров), Сюйль 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 – крупной 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-Аргун 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, тянувшийся 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 Асса и Чанты-Аргун.

В западной части республики, между Тереком 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-Аргун и Шаро-Аргун - 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 циркон, 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 - Сунжа.

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, Мартанка, 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 Притерского 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 дусово-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 марта 2017 года) численность населения региона составляет 1418,028 тысяч человек, в т.ч.:

- городское: 492,980 тысяч человек (34,8%);
- сельское: 925,048 тысяч человек (65,2%).

Административный центр региона г. Грозный. Население – 292,532 тысяч человек. Расстояние от Грозного до Москвы – 1 498 км.

В республике имеется 3 города республиканского значения: Грозный, Аргун, Гудермес. Города Урус-Мартан и Шали являются городами районного значения. Количество населенных пунктов – 363, количество домохозяйств – 259 153 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.

Чеченская Республика – многонациональный субъект Российской Федерации: абсолютное большинство населения (95,1%) чеченцы, русские составляют 1,9%, другие национальности – 3%.



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 (длиной 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 более 9% ВРП СКФО, и по этому показателю она занимает на 3-е место среди субъектов СКФО, после Ставропольского края и Республики Дагестан и 71-е среди субъектов Российской Федерации. При этом по величине ВРП, произведенного республикой в расчете на душу населения, Чеченская Республика опережает только Республику Ингушетия, находясь на 6-м месте среди субъектов СКФО и на 83-м среди субъектов Российской Федерации, отставая от среднероссийского показателя в 3,8 раза и в 1,5 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 мая 2015 года переданы функции гарантирующего поставщика) ~ 94% экономики комплекса, МУП «Теплоснабжение» - производство, передача и распределение пара и горячей воды – 6% экономики комплекса.

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 2013–2017 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. Территориально включает в себя сети напряжением 330 кВ – ПАО «ФСК ЕЭС» и электрические сети напряжением 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ, эксплуатация которых осуществляется АО «Чеченэнерго».

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

- АО «Чеченэнерго» под управлением ПАО «МРСК Северного Кавказа» осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и функции гарантирующего поставщика, занимает доминирующее положение в электроэнергетической отрасли Чеченской Республики, осуществляет перетоки электрической энергии в границах с ней соседние субъекты РФ, а также оказывает услуги по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей на территории Чеченской Республики;

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

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

Из-за отсутствия собственной генерации в энергосистеме Чеченской Республики является энергодефицитной.

Сетевое хозяйство Чеченской Республики находится в процессе восстановления. Если в сети 110 кВ в результате работ по реконструкции и строительству энергообъектов удалось «замкнуть транзит» и тем, самым обеспечить резервирование подстанции 110 кВ в нормальном режиме работы, то сети 35 кВ и ниже не имеют возможности резервирования электроснабжения потребителей, так сети исторически строились радиального типа. Не смотря на качественные изменения наметившиеся в энергосистеме в последние годы в плане повышения надежности электроснабжения потребителей, темпы восстановления, реконструкции и модернизации энергообъектов не удовлетворяют возрастающим потребностям экономики Республики в электроэнергии.

Основные проблемы энергетической отрасли Чеченской Республики заключаются:

- в отсутствии собственных генерирующих мощностей;
- проблеме дефицита трансформаторных мощностей подстанций 110 и 35 кВ;
- росте уровня износа основных производственных фондов электросетевой

компании, который и так был выше среднероссийского.

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

В Чеченской Республике существуют предпосылки развития гидроэнергетики, что обусловлено наличием значительных гидроэнергоресурсов горных рек, протекающих по территории республики. Целесообразность использования данного вида ресурса 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 является наиболее перспективным направлением.

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, бюджетная сфера, незначительная доля промышленности, в основном нефтедобыча и, в небольшом объеме транспорт и сельское хозяйство.

В отчетный период с 2013 по 2017 гг. наблюдался устойчивый рост электропотребления, обусловленный масштабными строительно-восстановительными процессами в республике.

В 2017 году темпы роста электропотребления имеют динамику определенного роста потребления электроэнергии. Из-за продолжающихся в Чеченской Республике масштабных строительно-восстановительных работ рост электропотребления в сравнении с 2016 годом составил 2,4% и достиг величины 2700 млн кВт.ч. Одной из основных задач снижения сверхнормативных потерь 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 2.1 и на рисунках 2.1, 2.2 и 2.3

Таблица 2.1

Динамика электропотребления и среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2013–2017 гг.

Наименование	2013	2014	2015	2016	2017
Электропотребление, Э, млн.	2379.1	2540	2598	2636	2700

кВтч					
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч.	38.4	160.9	58	38	64
Среднегодовые темпы прироста, %	1.6	6.8	2.3	1,4	2,4



Рисунок 2.1 Динамика электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012-2017гг.



Рисунок 2.2 Динамика абсолютного прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012-2017гг.



Рисунок 2.3 Динамика среднегодовых темпов прироста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012-2017гг.

Как видно из таблицы 2.1 и рисунков 2.1, 2.2 и 2.3, в период 2012 – 2017 гг. наблюдался общий рост электропотребления, однако с 2014 года отмечено снижение темпов роста электропотребления.

Таблица 2.2

Структура электропотребления Чеченской Республики по видам
экономической деятельности за 2013-2017 гг.

Наименование	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%	млн кВт. ч.	%
Промышленное производство	94,9	5,8	118,4	7,7	123,8	8,0	133,8	8,4	116,7	6,6
Непромышленны е потребители	82,1	5,0	125,5	8,2	207,0	13,4	212,4	13,3	280,8	16
ОПП	831,3	50,5	493,7	32,2	-	-	-	-	-	-
Сельхоз. потребители	2,7	0,2	3,5	0,2	9,0	0,6	10,1	0,6	6,97	0,4
Бытовое потребление	452,6	27,5	589,8	38,5	875,8	56,6	899,3	56,4	1 009,3	57,4
Бюджетные потребители	98,1	6,0	114,4	7,5	201,9	13,0	206,7	13,0	229,3	13
ЖКХ	84,9	5,2	86,7	5,7	129,9	8,4	132,9	8,3	115,1	6,6
Итого по АО «Чеченэнерго»	1646,6		1532,0		1547,4		1595,2		1758,2	
Потери в сетях		29,35		35,32		40,0		36,2		32,2



Рис. 2.4. Структура отпуска электрической энергии из сетей АО «Чеченэнерго» в 2017 году по группам потребителей

Анализ структуры электропотребления за 2013–2017 годы (табл.2.2) показывает 2 тенденции:

- растущий характер электропотребления промышленного производства, связанный с восстановительными процессами в Чеченской Республике;
- отсутствие 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 за период 2013–2017 гг являются, нижеследующие потребители

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	2013 (млн кВт.ч)	2014 (млн кВт.ч)	2015 (млн кВт.ч)	2016 (млн кВт.ч)	2017 (млн кВт.ч)
1.	ГУП "Чеченцемент"	Производство цемента	88,1	101,9	28,8	39,2	95,5
2.	МУП	Водоснабжение и	13,4	14,1	12,9	13,6	36,5

	"Водоканал» г. Грозного	водоотведение г. Грозный					
3	ГУП «Сахарный завод ЧР»	г. Аргун ул. Сахарозаводская,2	3,7	2,5	0,2	1,1	2,9
4.	ОАО "Оборонэнерго сбыт"	Энергосбытовая компания, занимающаяся поставками электрической энергии потребителям министерства обороны	30,1	7,7	2,6	4,7	-
5.	ОАО "Грознефтегаз"	Предприятие по добыче нефти и газа	27,3	23,9	7,2	11,6	17,8
6.	ГУП «Чечводоканал»	Водоснабжение и водоотведение по Чеченской Республике	33,1	42,2	15,6	18,4	53
6.	ОАО «Мегафон»	Мобильная связь	17,2	19,8	7,1	8,2	22,8
7.	ОАО «РЖД»	Железнодорожные перевозки	9,3	8,1	3,1	3,6	7,4
8.	ОАО «Вымпелком»	Мобильная связь	7,2	10,1	3,7	3,9	3,2
9.	ЦОУ ВОГОиП МВД России	Объекты МВД России	5,5	5,5	1,8	2,2	4,9
10.	ГУП «Аргунский комбинат хлебопродуктов»	г. Аргун, ул. Кадырова, 2	0,2	0,4	0,2	0,3	0,45
11.	УФСБ по ЧР	г. Грозный, пр. Исаева, 70	2,8	5,1	1,9	2,1	6,1
12.	ООО «ЛИДЕР – А»	Г. Гудермес	1,5	1,3	1,3	1,4	
13.	МУП «Биоочестные сооружения»	г. Грозный, ул. Машинная,5	0,2	1,5	0,7	0,6	1,1
14.	Войсковая часть 6790	г. Грозный ,аэропорт «Северный»	22,3	33,5	13,1	13,9	34,2
15.	ГУП «Чечкарьеруправление»	г. Грозный, ул. Боевая,26	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8
16.	ООО «Бионикс»	ст. Червленая	0,6	0,7	0,6	0,6	1,1

Примечание: Статистические данные по потреблению мощности за 2013–2017 годы отсутствуют.

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

В отчетный период 2013 – 2017 гг. с учетом роста электропотребления в энергосистеме Чеченской Республике, собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2017 году снизился по сравнению с 2016 годом на 4,0%. Снижение максимума в 2017 году объясняется аномально высокой температурой воздуха прохождения максимума 2017 года (+6°C) 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 и на рисунках 2.9, 2.10 и 2.11.

Таблица 2.4

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2013–2017 гг.

Наименование	2013	2014	2015	2016	2017
Собственный максимум нагрузки, МВт	455	499	473	493	473
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-18	44	-26	20	-20
Среднегодовые темпы прироста, %	-3,7	9,7	-5,2	4,2	-4,0

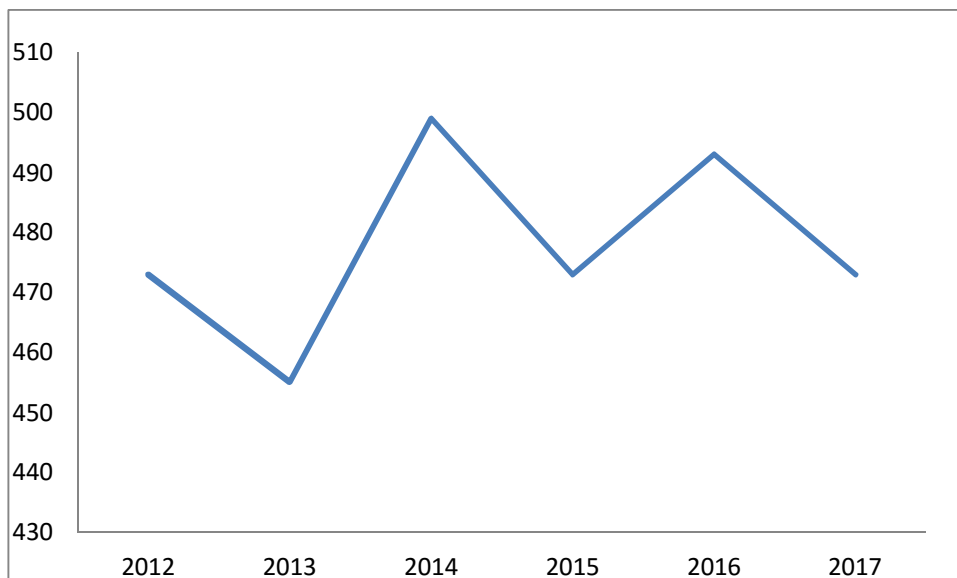


Рис. 2.9 Динамика изменения максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2017 г.г.

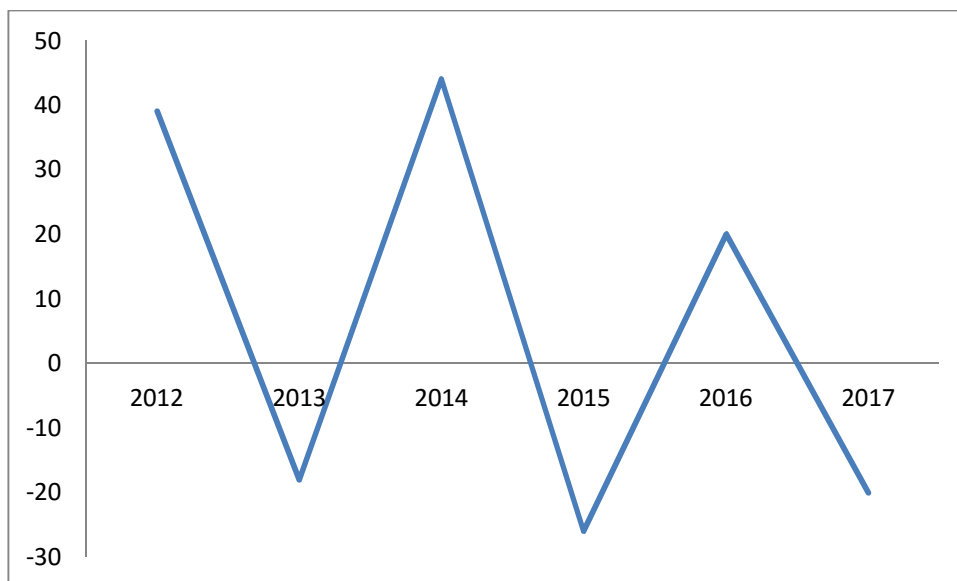


Рис. 2.10. Динамика абсолютного прироста максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2017 гг.

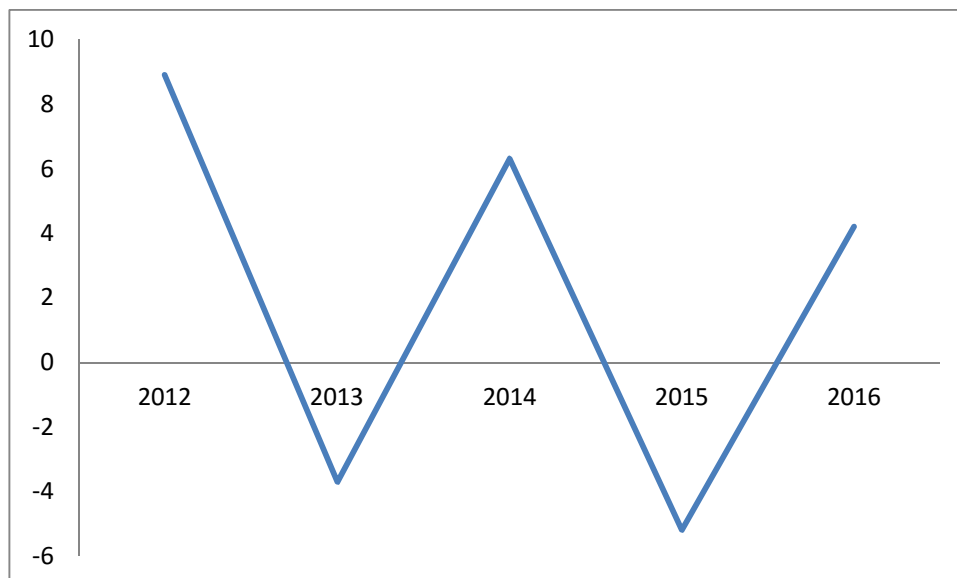


Рис.2.11. Динамика среднегодовых темпов прироста максимума нагрузки в энергосистеме Чеченской Республики за период 2012–2017 гг

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

- ПС 330/110/10 кВ 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 62,6% (78,2 МВА), 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 по 25 МВА, (находятся в эксплуатации с 2004 и 2014г.г., Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-4 - 79,2% (19,8 МВА) и Т-3 - 54,4% (13,6 МВА). Аварийное отключение Т-3 или Т-4, в период максимальных нагрузок, приведет к перегрузу оставшегося в работе трансформатора.

- ПС 110/35/6 кВ Ойсунгур.

На подстанции установлены три силовых трансформатора 110/35/6кВ мощностью 25, 25 и 16 МВА. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1 – 93,6% (23,4 МВА), Т-2 – 126,8% (31,7 МВА) и Т-3 - 76,9% (12,3 МВА). Схема подключения Т-3 не соответствует проектной. Подстанция является центром питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которому возможно при условии увеличения трансформаторной мощности. Решение проблемы ожидается с вводом в работу подстанции Курчалой – 110, что позволит перевести значительную часть потребителей на новый центр питания. Строительство ПС Курчалой начато в 2016 году.

-ПС 110/35/6 кВ Гудермес.

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 - 90,6% (14,5 МВА) и Т-2 - 93,1% (14,9 МВА). При аварийном отключении любого трансформатора в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформаторы будут находиться в режиме 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 - 116,9% (18,7 МВА) и Т-2 - 100,6% (16,1 МВА). В период максимальных нагрузок при аварийном отключении любого трансформатора оставшийся в работе трансформатор будет находиться в режиме перегруза, который приводит к необходимости ввода ограничений.

-ПС 110/35/10 кВ Восточная.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА (находятся в эксплуатации с 2011 и 2012 г.г. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1 – 60,8% (15,2 МВА) и Т-2 - 58,8% (14,7 МВА). При аварийном отключении одного из трансформаторов в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор 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.г., срок эксплуатации соответственно составляет 12 лет. Максимальная загрузка трансформаторов в период зимнего максимума достигала: Т-1 - 34,8% (8,7 МВА) и Т-2 - 54,4% (13,6 МВА). При аварийном отключении одного из трансформаторов в период максимальных нагрузок оставшийся в работе трансформатор будет находиться в режиме неперевышения номинальной мощности.

Таблица 2.5

Данные по загрузке трансформаторов подстанций 110 кВ в период ОЗП
2017/2018 гг.

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Установленная мощность трансформатора, МВА	Максимальная нагрузка зимнего режимного дня, МВА	% загрузки тр-ра
1	Ойсунгур	Т-1	25	23,4	93,6
		Т-2	25	31,7	126,8
		Т-3	16	12,3	76,9
2	Гудермес	Т-1	16	14,5	90,6

		T-2	16	14,9	93,1
3	Шали	T-1	16	18,7	116,9
		T-2	16	16,1	100,6
4	Аргунская ТЭЦ	T-1	16	10,4	65,0
		T-2	16	12,3	76,9
5	Цементзавод	T-1	25	6	24,0
		T-2	25	11,7	46,8
6	Шелковская	T-1	10	0	0,0
		T-2	10	7,3	73,0
7	Ищерская	T-1	16	9,9	61,9
		T-2	16	9,3	58,1
8	Наурская	T-1	16	0	0,0
		T-2	16	13,3	83,1
9	Горячейсточнен- ская	T-1	16	0	0,0
		T-2	16	4,7	29,4
10	Каргалиновская	T-1	10	6	60,0
11	Алпатово	T-1	6,3	2,1	33,3
12	Горец	T-1	25	15,3	61,2
		T-2	25	15,4	61,6
13	Самашки	T-1	16	15,6	97,5
		T-2	16	11,3	70,6
14	Восточная	T-1	25	15,2	60,8
		T-2	25	14,7	58,8
15	Октябрьская	T-1	16	11,3	70,6
16	Северная	T-1	25	8,7	34,8
		T-2	25	13,6	54,4
17	Холодильник	T-1	25	12,7	50,8
		T-2	25	0	0,0
18	Южная	T-1	16	14,3	89,4
		T-2	16	12,8	80,0
19	ГРП	T-3	25	13,6	54,4
		T-4	25	19,8	79,2
20	№ 84	T-1	16	18,8	117,5
		T-2	16	3,1	19,4
21	Консервная	T-1	16	4	25,0
		T-2	16	0	0,0
22	АКХП (Аргун)	T-1	10	5,2	52,0
		T-2	10	1	10,0

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

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции мощностью более 5 МВт.

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

В 2015 году введена в эксплуатацию МГЭС Кокадой мощностью 1,3 МВт.

2.6 Перечень существующих электростанций, включая блок-станции, установленной мощностью выше 5 МВт.

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции мощностью более 5 МВт.

2.7 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

На территории Чеченской Республики отсутствуют действующие электростанции мощностью более 5 МВт. 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.

В 2015 году введена в эксплуатацию малая ГЭС на реке Аргун (МГЭС Кокадой) мощностью 1,3 МВт. Завершается строительство малой ГЭС на реке Сунжа мощностью 0,5 МВт (Кировская МГЭС). Разработаны проекты строительства малых ГЭС на реке Аргун:

МГЭС «Сателлит» - 1,2 МВт;

МГЭС «Гухой» - 2,1 МВт;

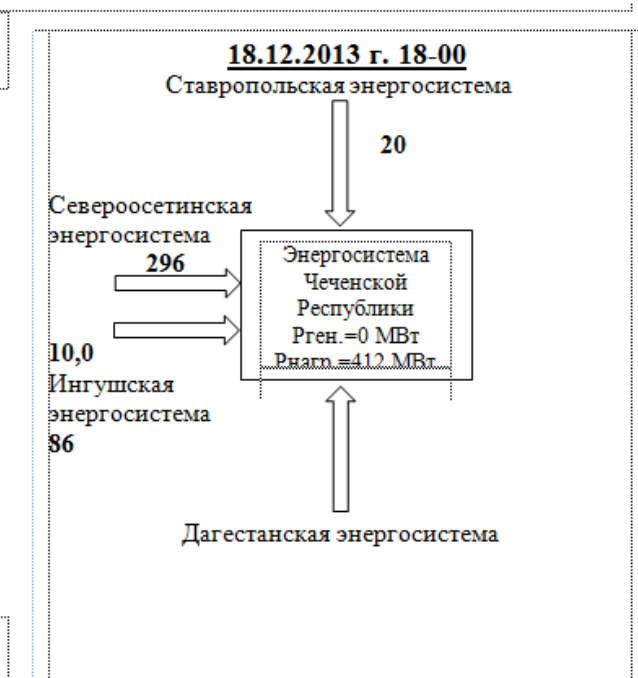
МГЭС «Ушкалой» - 4,9 МВт.

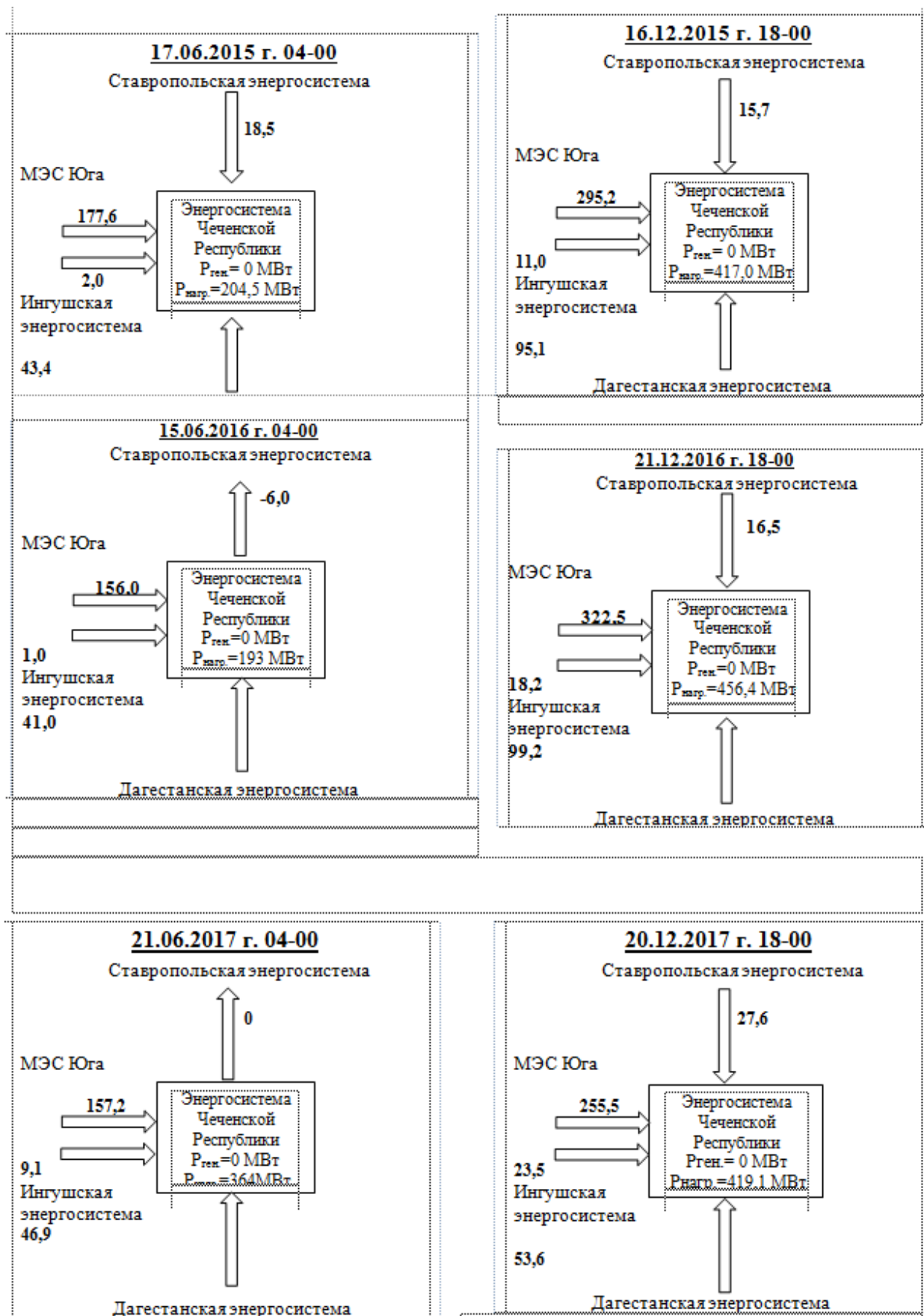
2.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности на территории Чеченской Республики за период 2013–2017 гг.

Энергосистема Чеченской Республики 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.

Ниже приведены структурные схемы балансов мощности для зимнего максимума и летнего минимума нагрузки Чеченской энергосистемы за режимные дни в 2013-2017 гг.





Ниже приведены данные по перспективным балансам мощности и электроэнергии на территории Чеченской республики.

Прогнозный баланс мощности

Наименование	Факт 2017	Прогноз, МВт					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	473	490	503	526	533	538	542
Покрытие, в т.ч	1,3	1,3	348,1	348,1	348,1	348,1	348,1
ГЭС	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
ТЭС			346,8	346,8	346,8	346,8	346,8

Прогнозный баланс электроэнергии

Наименование	Факт 2017	Прогноз, Млн.кВт.ч					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность	2700	2743	2805	2938	3000	3036	3059
Покрытие, в т.ч	7,0	7,0	907	2383	2455	2455	2455
ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
ТЭС		0,0	900	2376	2448	2448	2448
Сальдо перетоков электрической энергии	2693	2736	1899	555	546	581	605

2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики 110 кВ 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 публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»). СПМЭС осуществляет эксплуатацию сетей 330 кВ на территории Чеченской Республики. На территории Чеченской Республики в эксплуатации СПМЭС находятся 333,52 км линий электропередачи напряжением 330 кВ и подстанция напряжением 330 кВ Грозный-330, с суммарной трансформаторной мощностью АТ 375 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 2627,5 млн. кВт.ч. в год. Суммарная протяженность ЛЭП АО «Чеченэнерго» в 2017 г. составляла – 1069,01 км (110 кВ), 936,05 км. (35 кВ), а так же 87 подстанции напряжением 35–110 кВ общей мощностью 1156,7 МВА и 5008 трансформаторных и распределительных подстанций напряжением 6-10 кВ, общая мощность – 1040 МВА.

- 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 2.6.

Таблица 2.6

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	111,0	375,0
110	1093,71	873,9
Всего	1204,71	1178,42

За отчетный период на территории Чеченской Республики введены в работу:
 ПС 110 кВ Черноречье 2х16 МВА с отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л136) и ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137) 3,2 км;
 ПС 110 кВ Тепличная 1х16 МВА с ВЛ 110 кВ Грозный – Тепличная 20 км;
 ПС 110 кВ Родина 1х25 МВА с отпайкой от ВЛ 110 кВ Грозный – Тепличная 1,5 км;
 ПС 110/10 кВ Курчалой с трансформатором 110/10 кВ 25 МВА с ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой 17,8 км.

Так же в результате реконструкций и доведения подстанций до проектных параметров за последние 5 лет были увеличены установленные мощности нижеперечисленных подстанций:

Таблица 2.7

Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше за период 2013 – 2017 гг. на территории Чеченской Республики

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность /мощность (км/МВА)
1	110	ПС ГРП – 110, замена	АО «Чеченэнерго»	2014	50

№ п/п	Класс напряжения	Наименование объекта	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность (км/МВА)
		Т-3 16 МВА на 25 МВА			
2	110	ПС 110 кВ Ищерская, замена Т-1 10 МВА на 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	32
3	110	ПС 110 кВ № 84, установка 2-го трансформатора 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	32
4	110	ПС 110 кВ Шелковская, ввод 2-го трансформатора 10 МВА	АО «Чеченэнерго»	2014	20
5	110	ПС 110 кВ Черноречье 2x16 МВА с отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л136) и ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137)	АО «Чеченэнерго»	2017	3,2 км; 32 МВА,
6	110	ПС 110/10 кВ Курчалой с трансформатором 110/10 кВ 25 МВА с ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой	АО «Чеченэнерго»	2017	17,8 км; 25 МВА
7	110	ПС 110 кВ Тепличная 1x16 МВА с ВЛ 110 кВ Грозный – Тепличная	ООО «Тепличный кооплекс ЮгАгроХолдинг»	2017	20 км; 16 МВА
8	110	ПС 110 кВ Родина 1x25 МВА с отпайкой от ВЛ 110 кВ Грозный – Тепличная	ООО «Тепличный кооплекс ЮгАгроХолдинг»	2017	1,5 км; 25 МВА

2.10. 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 – Грозный и 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 *I* цепь с отпайками (Л-123) и ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская *II* цепь с отпайками (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), ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево с отпайками (Л-122), ВЛ 35 кВ Слепцовская – Серноводская (Л-41).

Перечень ВЛ напряжением 35 кВ и выше, обеспечивающих внешние межсистемные связи энергосистемы Чеченской Республики с энергосистемами соседних регионов, представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики

Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность, км
с Северо-Осетинской энергосистемой		
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
со Ставропольской энергосистемой		
110 кВ	ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская <i>I</i> цепь с отпайками (Л-123)	132,92
	ВЛ 110 кВ Затеречная – Ищерская <i>II</i> цепь с отпайками (Л-124)	132,92
с Дагестанской энергосистемой		
330 кВ	ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	93,45
110 кВ	ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	65,8

Класс напряжения	Наименование объекта	Протяженность, км
	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
с Ингушской энергосистемой		
	ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	39,63
110 кВ	ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево (Л-121)	60,54
	ВЛ 110 кВ Ищерская – Плиево с отпайками (Л-122),	60,54
35 кВ	ВЛ 35 кВ Слепцовская – Серноводская (Л-41)	11,4

Раздел 3 Анализ функционирования электроэнергетики на территории Чеченской Республики.

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.

Для завершения восстановления энергосистемы Чеченской Республики и приведения ее в соответствие с нормативными требованиями необходима реализация Программы восстановления и завершения строительства пусковых объектов на территории 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 2017 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 2017 году сеть 110 кВ энергосистемы Чеченской Республики представляет собой два отдельных энергорайона, запитанных от:

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

2. 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 отключены шиносоединительный выключатель ШСВ-110 и выключатель ВЛ 110 кВ Горячеисточненская – Гудермес-Тяговая (В-177) – 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 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 ГРП-110, в связи с реализацией ряда мероприятий по оснащению объектов электроэнергетики Чеченской Республики устройствами АЧР, воздействующими на отключение присоединений 6-35 кВ (вывод 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), АОПО и АЛАР с воздействием на отключение ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110, включен в нормальной схеме сети шиносоединительный выключатель ШСВ-110.

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 надежности электроснабжения потребителей г. Грозный, запитанных от данного объекта.

На ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая в настоящий момент исполнен нормальный разрыв на выключателе ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), для обеспечения объема УВ на отключение нагрузки от комплексов ПА ОЭС Юга.

Раздел 4. Основные направления развития электроэнергетики Чеченской Республики.

4.1. Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики.

4.1.1. 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 2019-2023 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.

Рассмотрен один вариант развития электроэнергетики Чеченской Республики – «Базовый» («Реалистический»).

«Базовый» вариант развития электроэнергетики Чеченской Республики основан на прогнозных балансовых данных АО «СО ЕЭС», данных по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики в утверждённых инвестиционных программах субъектов электроэнергетики и технических условиях на технологическое присоединение, по которым на момент разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики заключены договора на ТП.

Прогноз потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики на 5-летний период для «базового» варианта развития электроэнергетики, соответствующий данным проекта «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы» (далее - СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы):

Таблица 4.1

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
ЛМ	Потребление мощности,	402	402	421	426	430	434

ЗМ	МВт	490	503	526	533	538	542
----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

В соответствии с «базовым» вариантом развития:

Согласно СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы, договору на предоставление мощности (ДПМ), утв. распоряжением правительства РФ от 16.02.2015 №238-р, уведомления ЦФР от 14.07.2017 №1-2089 (о перенос начала исполнения обязательств по ДПМ на 30.06.2019 и на 31.12.2019), Технических условий №722р от 08.08.2017 на ТП Грозненской ТЭС к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», внестадийной работы «Схема выдачи мощности Грозненской ТЭС» (далее – СВМ Грозненской ТЭС) в 2019 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 две ГТУ электрической мощностью 173,4 МВт каждая. Работа ГТУ планируется в базовом режиме. Таким образом, полная установленная мощность Грозненской ТЭС составит 346,8 МВт.

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

Таблица 4.2

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
ЛМ	Выработка мощности Грозненской ТЭС, МВт	0	173,4	346,8	346,8	346,8	346,8
ЗМ		0	346,8	346,8	346,8	346,8	346,8

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 первой ГТУ 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 – Грозный с отпайками и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник;

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

– мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Северная, обеспечивающие замыкание транзита 110 кВ (включение СМВ-110 ПС 110 кВ Северная);

– ряд иных мероприятий по реконструкции объектов электроэнергетики в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС, указанных далее в Приложении 4.

К вводу второй ГТУ 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 Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайкой на ПС Южная и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная с подвеской на новом участке ВЛ провода АС-185;

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

– мероприятия по РЗА, обеспечивающие замыкание существующего разрыва на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая.

Согласно ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011, Технических условий №188р от 29.11.2010 с изм. от 05.11.2015 на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике – (мощностью 19,4 МВт), в 2019 году планируется ввести в работу ПС 110/10 кВ НПЗ, питание которой будет осуществляться отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье (Л-136) и от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская с отпайкой на ПС Черноречье (Л-137). В соответствии с ТУ для обеспечения возможности присоединения НПЗ планируется выполнение мероприятий по восстановлению участка ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская с отпайкой на ПС

Черноречье (Л-137) от ПС 330 кВ Грозный до отпайки на ПС Октябрьская с образованием ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-137).

Согласно ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы, Технических условий №582р от 01.08.2016 на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой», в 2018 году 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 по проектной схеме 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. На момент выполнения настоящей СиПР ПС 110 кВ Гудермес-Сити на промежуточном этапе подключена отпайкой к ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая–Гудермес (Л-126) (опробована напряжением).

В соответствии с Техническими условиями №471р от 14.07.2015 (ДТП №337/2016 от 26.08.2016) на ТП ВГК «Ведучи» к сетям АО «Чеченэнерго» в 2019 году планируется присоединить ПС 110 кВ Ведучи, со строительством ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи, с нагрузкой до 24 МВт.

В соответствии с Техническими условиями № 529р от 30.12.2015 на ТП МВК «Ахмат Тауэр», ДТП №232/2016 от 09.06.2015, Техническими условиями №540р от 27.01.2016 на ТП ТРЦ «Грозный-Молл», ДТП №231/2016 от 09.06.2016, Техническими условиями №559р от 19.04.2016 на ТП ПРЗ «Каусар», ДТП №304/2016 от 25.07.2016, к сетям АО «Чеченэнерго» в 2020 году планируется присоединить ПС 110 кВ Грозный Сити, с подключением отпайками от ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115) (ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками на ПС 110 кВ Южная 1 и 2 цепь), с нагрузкой до 36 МВт.

В соответствии с утвержденной Схемой и программой развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 гг., ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы в 2018 году планируется завершить строительство ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой, с переводом на ПС 110 кВ Курчалой части нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур.

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 2019-2023 гг. не рассматривается. В связи с планируемым вводом Грозненской ТЭС по ДПМ, дефицитом финансирования инвестиционных программ сетевых организаций, согласно СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы строительство ПС 330 кВ Сунжа перенесено на 2024 год.

В рамках «базового» варианта развития электроэнергетики Чеченской Республики на период 2019-2024 гг. не учитывались (не включены в расчетную модель) вводы энергообъектов напряжением 110 кВ для технологического присоединения энергопринимающих устройств ряда потребителей, строительство которых предусматривается в соответствии с имеющимися заявками и техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», ввиду отсутствия заключённых договоров на технологическое присоединение.

В соответствии с вышеизложенным в рамках «базового» варианта не рассмотрен ввод автомобильного завода АК «Юг-Авто» в г. Аргун с максимальной мощностью 22 МВт, технологическое присоединение которого предполагается осуществить 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).

Включение данного и иных объектов электроэнергетики в «базовый» 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 «базовому» варианту развития, приведены в *Приложении 1*.

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 «базовому» варианту развития на каждый год формирования программы развития приведены на рисунках (рисунки РВ-2019, РВ-2020, РВ-2021, РВ-2022, РВ-2023).

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 (при необходимости);

- 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.

4.1.1. Расчеты электроэнергетических режимов.

«Базовый» 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 2019-2023 годов для «базового» варианта развития Чеченской энергосистемы. К рассмотрению приняты периоды зимних максимумов нагрузки 2019, 2020, 2023 г.г. и летних максимумов нагрузки 2019, 2023 г.г., соответствующие годам ввода планируемых к строительству объектов электроэнергетики и наиболее энергоёмких потребителей.

4.1.1.1. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года приведены в Приложении РВ-2019-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2019-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года приведены в Приложении РВ-2019-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2019-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.3. 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).

4.4.1.4. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2023 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2023 года приведены в Приложении РВ-2023-ЛМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2023-ЛМ-Графика (схемы потокораспределения).

4.1.1.5. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2023 года.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2023 года приведены в Приложении РВ-2023-ЗМ-Таблицы (в табличном виде) и Приложении РВ-2023-ЗМ-Графика (схемы потокораспределения).

Раздел 4.2. Анализ расчётов электроэнергетических режимов.

Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики.

В данном разделе на основании проведённых в разделе 1.5 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 «базового» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики в период 2019-2023 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 «базового» 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.

4.2.1. Анализ расчётов электроэнергетических режимов «базового» варианта развития энергосистемы Чеченской Республики.

Предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики в «базовом» варианте.

4.2.1.1. Краткая характеристика режимно-балансовой ситуации в период 2019-2023 г.г.

До ввода в 2019 году первого ГТУ Грозненской ТЭС энергосистема Чеченской Республики ввиду отсутствия объектов генерации (за исключением МГЭС Кокадой установленной мощностью 1,3 МВт и планируемой к строительству в 2018 году Кировской МГЭС установленной мощностью 0,5 МВт) является исключительно дефицитной по мощности, прогнозная величина дефицита при прохождении зимнего максимума нагрузки 2018 года доходит до 490 МВт, при прохождении летнего максимум нагрузки 2018 года до 402 МВт. 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.

Ввод Грозненской ТЭС позволит покрыть потребность Чеченской Республики в электроэнергии на 60-80 %, тем самым сократив дефицит в мощности и электроэнергии юго-восточной части ОЭС Юга.

До ввода в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме покрытие электрической нагрузки Чеченской Республики осуществляется исключительно 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:

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

2. От 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 и выключатель ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Горячейсточненская (В-177) – 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, АОПО), воздействующих на отключение ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая (Л-141), ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125), ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (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 Гудермес-Тяговая - Горячеисточненская (В-177) на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая после выполнения комплекса технических мероприятий по РЗА, обеспечивающих возможность замыкания вышеуказанных транзитов. В соответствии с этим, в проведённых расчётах электроэнергетических режимов с вводом в 2019 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 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). Возможность включения вышеуказанной транзитной связи было обеспечено вводом устройств противоаварийной автоматики (АОПО, АЛАР) ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110, а также реализацией

ряда 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 с отпайками (Л-110) и ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье (Л-136) на ПС 330 кВ Грозный. Включение ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 существенно оптимизировало электроэнергетический режима 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 связи с монтажом устройств РЗА ЛЭП 110 кВ на ПС 110 кВ Цемзавод в 2016 году выполнено 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 по проектной схеме 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.

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 устройств ПА, установленных на ПС 330 кВ Грозный (САОН, АОПО), на секционном выключателе 110 кВ ПС 110 кВ Курчалой, питание которой осуществляется от вновь сооружаемых ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой и ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой, предполагается поддерживать нормальный разрыв.

По вышеуказанным причинам, а так же ввиду значительной протяженности ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи (более 70 км), в целях оптимизации режима и снижения потерь электроэнергии в сети 110 кВ, предусматривается поддержание нормального разрыва на секционном выключателе 110 кВ ПС 110 кВ Ведучи.

Мероприятия для повышения надежности функционирования восточной части энергосистемы Чеченской Республики (потребители ПС 110 кВ Шелковская, ПС 110 кВ Каргалиновская, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Ойсунгур), обеспечивающие работу электрической сети 110 кВ в замкнутом режиме, а именно строительство и ввод в работу новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа) с комплексом мероприятий по монтажу устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в настоящей работе не рассматривались в связи с переносом сроков ввода данного объекта на 2024 год.

4.2.1.2. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.

В соответствии с СиПР Чеченской Республики на 2018-2022 гг. наиболее тяжелым режимом работы энергосистемы Чеченской Республики на момент прохождения периода летних максимальных нагрузок до присоединения Грозненской ТЭС к энергосистеме Чеченской Республики, является 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 связи с особенностями схемы сети 110 кВ Чеченской энергосистемы (необходимостью поддержания нормальных разрывов на В-177 и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая) при потере питания ПС 330 кВ Грозный по стороне 330 кВ (при отключении ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт (ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт), питание Центральной части Чеченской энергосистемы будет осуществляться через ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110, при этом его токовая нагрузка может многократно превышать допустимую. Для недопущения повреждения оборудования ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110 (в результате протекания токов, значительно превышающих его пропускную способность до срабатывания АОПО ШСВ-110 ПС 110 кВ ГРП-110), а так же для недопущения ограничения перетоков активной мощности в сечениях «Дагестан – ОЭС» и «ОЭС – Дагестан» в ремонтных схемах, необходимо при выводе в ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 –

Грозный или ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт выполнять отключение ШСВ-110 на ПС 110 кВ ГРП-110.

В соответствии с СиПР электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 гг. до ввода в работу Грозненской ТЭС, в связи с отсутствием источников генерации на территории Чеченской энергосистемы, низкой пропускной способностью связей 110 кВ, необходимостью поддержания нормальных разрывов в сети 110 кВ, данный режим характеризуется погашением значительной части потребителей Чеченской энергосистемы (центральная часть Чеченской энергосистемы – ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Тепличная, ПС 110 кВ Родина, ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ АКХП, Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Цемзавод, 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110, 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Консервная, ПС 110 кВ Холодильник, 2 сш 110 кВ Гудермес-Тяговая, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Черноречье).

Запитка потребителей в сложившейся схеме возможна исключительно по межсистемным связям 110 кВ от Ингушской, Северо-Осетинской, Ставропольской и Дагестанской энергосистем, путем деления сети 110 кВ Чеченской энергосистемы с нагрузками, допустимыми по пропускной способности связей 110 кВ. После выполнения всех возможных комплексов мероприятий запитка отключенных потребителей в полном объеме невозможна ввиду ограничений пропускной способности сети.

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 2018-2024 годы, в 2019 году планируется ввод в работу Грозненской ТЭС.

Ввод Грозненской ТЭС позволит избежать массовых погашений потребителей Чеченской энергосистемы при аварийном отключении 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).

Расчеты электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы к началу летнего периода 2019 года выполнены с учетом ввода в работу одной ГТУ Грозненской ТЭС.

В составе Грозненской ТЭС к летнему максимуму 2019 года будет функционировать газотурбинная установка ГТУ с генератором номинальной мощностью 173,4 МВт, с присоединением её через трансформатор мощностью 250 МВА соответственно к РУ 110 кВ.

Таким образом, в расчетной модели, при рассмотрении электроэнергетического режима работы Чеченской энергосистемы на этапе прохождения летнего максимума 2019 года установленная мощность Грозненской ТЭС принята равной 173,4 МВт.

В соответствии с СВМ Грозненской ТЭС РУ 110 кВ Грозненской ТЭС будет выполнено по схеме «Две рабочие секционированные системы шин и обходная система шин с объединенными обходными и шиносоединительными выключателями».

Присоединение Грозненской ТЭС планируется к сети 110 кВ.

В соответствии с проектными решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для выдачи мощности первой ГТУ Грозненской ТЭС потребуется:

– перезавод ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109) на Грозненскую ТЭС, с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник;

– перезавод ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) на Грозненскую ТЭС, с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками;

– сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь с сечением провода не менее 300 мм² ориентировочной протяженностью по 5,3 км каждая;

– перезавод ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 185 мм² ориентировочной протяженностью 4,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;

– реконструкцию 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, ошиновки) с номинальным током менее 800 А на оборудование с номинальным током не менее 800 А;

– реконструкцию ПС 110 кВ Северная в объеме, необходимом для замыкания транзита 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – Восточная – Грозный.

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 мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, и достаточности пропускной способности электросетевого комплекса Чеченской энергосистемы для покрытия растущего потребления Республики.

Анализ электроэнергетического режима в нормальной схеме (РВ-ЛМ-2019-1) показывает, что нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 54 МВА – 44% 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) – 260 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 0С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 222 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 I и II цепи, нагрузка по ним в нормальной схеме составляет по 235 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 107-119 кВ.

Для проверки достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу одной ГТУ 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 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 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 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 ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103);
- послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- послеаварийный режим отключения 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110;
- 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 – ПС №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.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный характеризуется отсутствием перегрузов сверх аварийно-допустимого уровня. Напряжение в сети 110 кВ поддерживается на уровне 102 - 114 кВ(РВ-ЛМ-2019-3).

Отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный (РВ-ЛМ-2019-13) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 469 А при Ia.д. = 401 А при +35 0С.

Для недопущения перегрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня потребуются перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод – Шали – Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок. Наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод.

Дополнительно, в целях определения необходимости реконструкции ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) к этапу прохождения летнего максимума 2019 года, рассмотрен режим ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный. Расчеты показывают, что для исключения рисков возникновения недопустимых перегрузов ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в ремонтной схеме 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, потребуются отключение СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ, включение В-177 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая (РВ-ЛМ-2019-13.1). Следует отметить, что дальнейший рост нагрузки потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Цемзавод, Шали, Аргунская ТЭС, а так же присоединение к энергосистемы ПС 110 кВ Ведучи, приведет к возникновению перегруза ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше длительно-допустимого уровня в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.

В соответствии с вышеизложенным для обеспечения возможности проведения ремонтных работ оборудования 110 кВ, связанных с необходимостью вывода в ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный, на дальнейшем этапе функционирования энергосистемы Чеченской Республики потребуются ограничение потребителей. Для обеспечения длительно - допустимого режима работы ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)), недопущения перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах, а также обеспечения возможности присоединения новых потребителей (в том числе набор нагрузки ПС 110 кВ Ведучи) **требуется в 2020 году выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения, замену на Аргунской ТЭЦ провода шин 110 кВ и ошиновок ВЛ 110 кВ Грозный –**

Аргунская ТЭЦ (Л-125)АС-120 на провод большего сечения, замена на ПС 330 кВ Грозный провода ошиновки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения.

Рост потребления в энергорайонах ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, а так же набор мощности ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой могут привести к недопустимым нарушениям параметров электроэнергетического режима. Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЛМ-2019-19)приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур(Л-128)сверх аварийно – допустимого уровня – 403 А. 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) необходимо выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.

4.2.1.3. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года.

Расчеты электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы к началу зимнего периода 2019 года выполнены с учетом ввода в работу двух ГТУ Грозненской ТЭС.

В составе Грозненской ТЭС будут функционировать две газотурбинные установки ГТУ с генераторами номинальной мощностью 173,4 МВт, с

присоединением их через блочные трансформаторы мощностью 250 МВА к РУ 110 кВ.

Таким образом, в расчетной модели при рассмотрении электроэнергетического режима работы Чеченской энергосистемы на этапе прохождения зимнего максимума 2019 года установленная мощность Грозненской ТЭС принята равной 346,8 МВт(2x173,4МВт).

В соответствии с проектными решениями, принятыми в СВМ Грозненской ТЭС, для выдачи полной мощности Грозненской ТЭС, дополнительно к мероприятиям, выполнение которых потребуется для выдачи первого ГТУ, потребуется:

– сооружение двух ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС с сечением провода не менее 185 мм² ориентировочной протяженностью 2 км в двухцепном исполнении с присоединением отпайками 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 I цепь с отпайкой на ПС Южная и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная;

– сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая с сечением провода не менее 240 мм² ориентировочной протяженностью 75 км;

– строительство ПС 110 кВ Плиево-Новая с дополнительной линейной ячейкой 110 кВ для присоединения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (территория Республики Ингушетия, предусмотрено инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа»).

Этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении зимнего периода 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 растущего потребления Республики, связанного, в том числе с

присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ НПЗ, ПС 110 кВ Ведучи).

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года показал, что в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2019-1) нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 33 МВА - 26% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 334 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 282 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ, отходящими от Грозненской ТЭС, являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь – по 320 А, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник – 279 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 106-119 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 с отпайкой на ПС Черноречье (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 ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Наурская – ПС №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 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 с отпайкой на ПС Южная 1 цепь;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 цепь;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево.

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, ввод в работу к декабрю 2019 года Грозненской ТЭС по проектной схеме с комплексом мероприятий по сетевому строительству, РЗ и ПА, не снимает проблему загрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах и функционирования сети 110 кВ Восточной части Чеченской энергосистемы.

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением ПС 110 кВ Ведучи,

приводит к тому, что при прохождении периода зимнего максимума 2019 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный(РВ-ЗМ-2019-6) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше длительно-допустимого уровня – 516 А при $I_{д.д.} = 471$ А при 0 ОС.

На этапе прохождения зимнего максимума 2019 года, в целях определения возможности ликвидации перегрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше длительно-допустимой величины рассмотрен режим послеаварийного отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ (РВ-ЗМ-2019-6.1). Расчеты показывают, что в схеме с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный не приводит к выходу параметров из области допустимых значений, в том числе в части загрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125). Напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 101 - 119 кВ.

Следует отметить, что дальнейший рост нагрузки потребителей ПС 110 кВ Цемзавод, Шали и Аргунской ТЭЦ, а также набор нагрузки новыми потребителями ПС 110 кВ Ведучи приведут к перегрузу ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня при отключении 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный. Для недопущения перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах, а также обеспечения возможности присоединения новых потребителей (в том числе набор нагрузки ПС 110 кВ Ведучи) требуется перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод - Шали - Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок (наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод), что значительно снижает надежность питания ПС 110 кВ Шали, Цемзавод, или выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125).

Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЗМ-2019-11) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур(Л-128)сверх длительно – допустимого уровня – 472 А. Допустимый режим работы данного энергоузла в зимний период обеспечивает перевод потребителей ПС 110 кВ Курчалой на питание по ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой.

Расчеты показывают, что при прохождении зимнего максимума нагрузки 2019 года, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) (РВ-ЗМ-2019-10) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) до 504 А, напряжение на ПС 110 кВ Курчалой снижается до 89,5 кВ, что не ниже аварийно допустимого значения. Пропускная способность ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) в зимний период ограничена оборудованием, установленным на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая и ПС 110 кВ Акташ (ТТ с номинальным током 600 А, и перегрузочной способностью до 660 А на время ликвидации послеаварийного режима (20 мин.)).

Дальнейший рост нагрузки на ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес или набор нагрузки ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой будет ограничиваться пропускной способностью ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в послеаварийных режимах и допустимым уровнем напряжения на сш 110 кВ Ойсунгур в послеаварийных режимах. Расчеты показывают, что при технологическом присоединении потребителей к ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Курчалой или ПС 110 кВ Гудермес-Сити суммарной величиной более 26 МВт в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) при прохождении зимнего максимума 2019 года возникает перегруз ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) сверх аварийно - допустимых величин (более 660 А), напряжение на шинах 110 кВ Курчалой понижается ниже аварийно - допустимого уровня (ниже 84,7 кВ). Ликвидация недопустимых понижений напряжения на шинах 110 кВ Курчалой и токовых перегрузок ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в рассматриваемом режиме будет осуществляться за счет работы устройств АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур, воздействующих на отключение нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур.

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

Этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении зимнего периода 2020 года 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 растущего потребления Республики, связанного, в том числе с присоединением к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы крупных узлов нагрузки (ПС 110 кВ Грозный-Сити).

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 40 МВА - 31% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ является ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) – 350 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 293 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 0 гр.С – 471 А. Наиболее загруженными ВЛ 110 кВ, отходящими от Грозненской ТЭС, являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС–ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС–ГРП-110 II цепь – по 321 и 322 А соответственно, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – 284 А. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 106-119 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 с отпайкой на ПС Черноречье (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 ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Наурская – ПС №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 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 с отпайкой на ПС Южная 1 цепь;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 цепь;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево.

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, ввод в работу Грозненской ТЭС по проектной схеме с комплексом мероприятий по сетевому строительству, РЗ и ПА, не снимает проблему загрузки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах и функционирования сети 110 кВ Восточной части Чеченской энергосистемы.

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением ПС 110 кВ Ведучи, приводит к тому, что при прохождении периода зимнего максимума 2020 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный(РВ-ЗМ-2020-6) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше длительно-допустимого уровня – 537 А при $I_{д.д.} = 471$ А при 0 0С.

Следует отметить, что дальнейший рост нагрузки потребителей ПС 110 кВ Цемзавод, Шали и Аргунской ТЭЦ, а также набор нагрузки новыми потребителями ПС 110 кВ Ведучи приведут к перегрузу ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня при отключении 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный. Для недопущения перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах, а также обеспечения возможности присоединения новых потребителей (в том числе набор нагрузки ПС 110 кВ Ведучи) требуется перевод транзита ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод - Шали - Аргунская ТЭС в тупиковый режим работы, в часы максимальных нагрузок (наиболее оптимальным является отключение В-160 на ПС 110 кВ Цемзавод), что значительно снижает надежность питания ПС 110 кВ Шали, Цемзавод, или выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125).

Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149) (РВ-ЗМ-2020-11) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур(Л-128)сверх длительно – допустимого уровня – 495 А. Допустимый режим работы данного энергоузла в зимний период обеспечивает перевод потребителей ПС 110 кВ Курчалой на питание по ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой.

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 загрузке ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) до 536 А, напряжение на ПС 110 кВ Курчалой снижается до 87,3 кВ, что не ниже аварийно допустимого значения. Пропускная способность ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (Л-149) в зимний период ограничена оборудованием, установленным на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая и ПС 110 кВ Акташ (ТТ с номинальным током 600 А,

и перегрузочной способностью до 660 А на время ликвидации послеаварийного режима (20 мин.)).

Дальнейший рост нагрузки на ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес или набор нагрузки ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой будет ограничиваться пропускной способностью ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в послеаварийных режимах и допустимым уровнем напряжения на сш 110 кВ Ойсунгур в послеаварийных режимах. Расчеты показывают, что при технологическом присоединении потребителей к ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Курчалой или ПС 110 кВ Гудермес-Сити суммарной величиной более 21 МВт в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) при прохождении зимнего максимума 2020 года возникает перегруз ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) сверх аварийно - допустимых величин (более 660 А), напряжение на шинах 110 кВ Курчалой понижается ниже аварийно - допустимого уровня (ниже 84,7 кВ). Ликвидация недопустимых понижений напряжения на шинах 110 кВ Курчалой и токовых перегрузок ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) в рассматриваемом режиме будет осуществляться за счет работы устройств АОСН на ПС 110 кВ Ойсунгур, воздействующих на отключение нагрузки ПС 110 кВ Ойсунгур.

4.2.1.5. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2023года.

Этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении летнего периода максимума нагрузок 2023 года ориентирован на проверку достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу всей установленной мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС, достаточности 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 НПЗ, ПС 110 кВ Ведучи, Грозный Сити).

Анализ электроэнергетического режима в нормальной схеме (РВ-ЛМ-2023-1) показывает, что нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 36 МВА– 29% 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) – 272 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 °С – 334 А, ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 264 А, при длительно-допустимой (ДД) токовой нагрузке ВЛ при 35 °С – 334 А. Наиболее загруженными ЛЭП от Грозненской ТЭС являются ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС–ГРП-110 I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС–ГРП-110 II цепь, нагрузка по ним в нормальной схеме составляет по 304 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:

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

- 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 – ПС №84;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево;
- ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС 110 кВ

Южная 2 цепь.

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.

Интенсивный рост потребления центральной части Чеченской энергосистемы, связанный, в том числе, с присоединением новых потребителей ПС 110 кВ Ведучи, приводит к тому, что при прохождении периода летнего максимума 2023 года отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный(РВ-ЛМ -2022-13) характеризуется перегрузом ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) выше аварийно-допустимого уровня – 522 А при $I_{a.d.} = 401$ А. Послеаварийный режим отключения 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный (РВ-ЛМ-2023-8) характеризуется возникновением перегруза выше аварийно – допустимого уровня ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) – 551 А. Подтверждается необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения, замену на Аргунской ТЭЦ провода шин 110 кВ и ошиновок ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения, замена на ПС 330 кВ Грозный провода ошиновки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения.

Рост потребления в энергорайонах ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, а так же набор мощности ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой могут привести к недопустимым нарушениям параметров электроэнергетического режима. Отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая

(Л-149) (РВ-ЛМ-2023-19) приводит к загрузке ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) сверх аварийно – допустимого уровня – 409 А. 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 реконструкции ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.

Необходимо отметить, что в соответствии с СиПР ЕЭС России на период 2018-2024 г.г на более поздние сроки (2024 год) переносится ввод в работу новой ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа). Строительство данной ПС 330 кВ с комплексом мероприятий по противоаварийной автоматике является значимым этапом в развитии Чеченской энергосистемы и обеспечит работу сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в замкнутом режиме с энергосистемой Республики Дагестан. В в настоящей работе выполнены расчеты электрических режимов и представлен анализ режимных рисков функционирования энергосистемы Чеченской Республики, возникающих на этапе прохождения летнего максимума нагрузки 2023 года в условиях отсутствия ПС 330 кВ в районе г. Гудермес (ПС 330 кВ Сунжа).

Присоединение ПС 330 кВ Сунжа к сети 330 кВ планируется по схеме «заход – выход» к ВЛ 330 кВ Алания – Артем со строительством заходов на ПС 330 кВ Сунжа протяженностью 32 км (образуются две ВЛ 330 кВ Алания – Сунжа протяженностью 172 км и ВЛ 330 кВ Сунжа – Артём протяженностью 168 км).

В соответствии с выбранной площадкой строительства ПС 330 кВ Сунжа и проектными решениями, принятыми в работе «ПС 330 кВ Гудермес с заходами ВЛ 330 кВ», планируется следующая схема привязки проектируемой подстанции к сети 110 кВ:

- присоединение ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Ойсунгур (Л-144) к шинам 110 кВ ПС 330 кВ Сунжа по схеме «заход – выход», со строительством заходов на ПС 330 кВ Сунжа протяжённостью 0,2 км каждый (образуются две ВЛ 110 кВ Сунжа – Гудермес-Тяговая 1 цепь протяжённостью 5,1 км и ВЛ 110 кВ Сунжа – Ойсунгур протяжённостью 28,7 км);

- разрезание ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Шелковская (Л-146) и присоединение к шинам 110 кВ ПС 330 кВ Сунжа по схеме «заход – выход», со строительством заходов на ПС 330 кВ Сунжа протяжённостью 2,4 км каждый (образуются две ВЛ 110 кВ Сунжа – Гудермес-Тяговая 2 цепь протяжённостью 4,9 км и ВЛ 110 кВ Сунжа – Шелковская протяжённостью 29 км);

Строительство ПС 330 кВ Сунжа обосновывается необходимостью обеспечения допустимых параметров режима работы сети 110 кВ как в Чеченской, так и Дагестанской энергосистеме, от которой по нормальной схеме осуществляется питание потребителей восточной части Чеченской энергосистемы.

Выявлены следующие риски в обеспечении надежного электроснабжения потребителей северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики:

- при аварийном отключении 1 СШ-110 Каскада Чирюртских ГЭС в Дагестанской энергосистеме и при включении отключенных действием ПА потребителей возникает перегруз сверх допустимых величин ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199), ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185), ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135), ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136);

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) и аварийном отключении 1 СШ-110 Каскада Чирюртских ГЭС в Дагестанской энергосистеме при включении отключенных действием ПА потребителей возникает перегруз сверх длительно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Чирюрт –

Карланиурт-Тяговая (ВЛ-110-135), ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиурт-Тяговая (ВЛ-110-136).

Действие ПА в вышеуказанных режимах приводит к погашению в том числе потребителей северо-восточной части Чеченской энергосистемы.

Для ввода режима в область допустимых значений выполняется перевод часть потребителей Северного энергорайона Дагестанской энергосистемы на питание от ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) и ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2(ВЛ-110-141), а так же снижение перетока в энергосистему Чеченской Республики из Республики Дагестан в плоть до 0 МВт.

Как видно из вышеприведенных режимов для ввода режима в область допустимых значений, а также включения отключенных потребителей требуется перевод всех потребителей энергосистемы Чеченской Республики запитанных от ПС 110 кВ Акташ, ПС 110 кВ Ярыксу и ПС 110 кВ Кизляр-1 на центры питания, находящиеся в Чеченской энергосистеме, что в свою очередь сопряжено с возникновением перегрузов по слабым связям 110 кВ Чеченской энергосистемы, характеризующимися недостаточной пропускной способностью.

Как показывают расчеты, интенсивный рост потребления в Чеченской энергосистеме и низкая пропускная способность сети 110 кВ уже к периоду летних нагрузок 2023 года не позволит выполнить мероприятия по переводу питания потребителей восточной части Чеченской энергосистемы на другие центры питания. Режим с 0-м перетоком по сети 110 кВ из Дагестанской энергосистемы в Чеченскую энергосистему, даже с учетом выполнения комплекса переключений на объектах 110 кВ Чеченской энергосистемы, оптимизирующего загрузку сети 110 кВ и исключающего перегрузы выше аварийно - допустимого уровня в послеаварийных режимах (на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен В-177, В-142, включен В-146, ШСВ-110, на ПС 110 кВ Ойсунгур отключен В-Курчалой, на Аргунской ТЭЦ отключен В-162, на ПС 110 кВ Цемзавод отключен В-Ведучи, на ПС 110 кВ Ярыксу отключен В-128, на ПС 110 кВ Акташ отключен В-149, на ПС 110 кВ Кизляр-1 отключен В-148, на ПС 110 кВ Ведучи включен СВ-110, на ПС 110 кВ Курчалой включен СВ-110 (РВ-ЛМ-2023-24) показывает, что для

обеспечения 0-го перетока и недопущения перегруза питающих ВЛ 110 кВ потребуются ввод ГВО. В зимний период в связи с ростом нагрузки ситуация значительно усугубится. Кроме того, реализация данной схемы, для исключения перегрузов питающих ВЛ 110 кВ сверх аварийно - допустимого уровня в послеаварийных режимах, потребует большого числа переключений, что увеличивает время, в течении которого потребители остаются обесточены, а также сопряжена с необходимостью перевода значительной части потребителей Чеченской энергосистемы в радиальный режим питания, что в условиях проведения ремонтной компании не всегда исполнимо. **Строительство ПС 330 кВ Сунжа с комплексом мероприятий, обеспечивающим замыкание сети 110 кВ Чеченской и Дагестанской энергосистем в транзитный режим, создаст технические условия, обеспечивающие возможность развития (новых технологических присоединений) в северо-восточный энергорайон Чеченской Республики и надежное электроснабжение существующих потребителей данного региона.**

Таким образом, подтверждается необходимость выполнения указанного в СиПР ЕЭС России 2018-2024 мероприятия по вводу в работу ПС 330 кВ Сунжа и замыкания в транзит сети 110 кВ Чеченской энергосистемы как мероприятия, в комплексе решающего проблему дефицита пропускной способности сетей 110 кВ северной части Дагестанской энергосистемы и северо-восточной части энергосистемы Чеченской Республики в условиях отсутствия генерирующих мощностей в данных энергорайонах.

4.2.1.6. Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2023 года.

Заключительный этап рассмотрения режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Чеченской Республики при прохождении зимнего максимума нагрузок 2023 года 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 НПЗ, ПС 110 кВ Ведучи, ПС 110 кВ Грозный-Сити). Особое внимание уделено вопросу повышения надежности питания потребителей Чеченской энергосистемы, в особенности её северо-восточной части (потребители ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Шелковская, ПС 110 кВ Каргалиновская).

Как выше показано расчетами периода зимнего максимума 2023 года, рост нагрузки (дополнительные технологические присоединения) на ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Гудермес-Сити, ПС 110 кВ Курчалой ограничивается пропускной способностью ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) и допустимым уровнем напряжения на сш 110 кВ ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Курчалой в послеаварийных режимах. При отключении ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128) в нормальной схеме (РВ-ЗМ-2023-10) токовая загрузка ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая (Л-149) составляет 561 А, напряжение на сш 110 кВ ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Курчалой - 85,1 кВ и 86,8 кВ соответственно. **Строительство ПС 330 кВ Сунжа с комплексом мероприятий, обеспечивающим замыкание сети 110 кВ Чеченской и Дагестанской энергосистем в транзитный режим,** создаст технические условия, обеспечивающие возможность развития (новых технологических присоединений) в северо-восточный энергорайон Чеченской Республики и надежное электроснабжение существующих потребителей данного региона.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на этапе прохождения зимнего максимума нагрузки 2023 года, показал, нагрузка автотрансформаторов 330/110 кВ ПС 330 кВ Грозный составляет по 41 МВА - 33% от номинальной автотрансформаторной мощности ПС. Нагрузка ВЛ 110 кВ и выше находится в границах длительно - допустимых величин. Напряжение в сети обеспечивается на уровне 105-119 кВ.

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

– послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье(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 – ПС №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 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 с отпайками 2 ц.;
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками 1 ц;
- послеаварийный режим отключения ГТУ-2 Грозненской ТЭС.
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109);
- послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево;

Анализ рассмотренных режимов показывает, что параметры режима находятся в области допустимых значений, что свидетельствует о

достаточности проектных решений по необходимому сетевому строительству, обеспечивающему выдачу мощности Грозненской ТЭС, принятых в СВМ Грозненской ТЭС.

4.2.1.7. 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 также 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 2019 году должны выполнены технические решения по устройствам РЗА на объектах электроэнергетики в соответствии с СВМ Грозненской ТЭС.

4.2.1.8. 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.

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

4.2.1.9. 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 летнего максимума 2019 года послеаварийные режимы характеризуются перегрузом ВЛ 110 кВ, что **не позволяет осуществлять дополнительное подключение потребителей в энергоузлы:**

1. ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Курчалой – до реконструкции ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с увеличением сечения провода.

2. ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Шали, Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, ПС 110 кВ АКХП, ПС 110 кВ Курчалой – ограничение по допустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125).

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, данные ограничения снимаются реконструкцией ограничивающих элементов и (или) вводом в работу ПС 330 кВ Сунжа и замыканию в транзит сети 110 кВ Чеченской энергосистемы в северо-восточной её части.

4.2.1.10. Рекомендации по созданию новых центров питания электрических нагрузок и электрических сетей 110 кВ и выше на период формирования Схемы и программы развития.

Анализ расчётов электроэнергетических режимов на период формирования Схемы и программы развития показывает, что существует необходимость строительства 2-х новых центров питания 110 кВ в энергосистеме Чеченской Республики в период 2019-2023 гг. по «базовому» варианту развития: ПС 110 кВ Ачхой-Мартан и ПС 110 кВ Город. Обоснование необходимости строительства вышеуказанных объектов приведены в разделе 4.2.1.11.

4.2.1.11. Анализ загрузки трансформаторов 110 кВ на энергообъектах энергосистемы Чеченской Республики в период формирования Схемы и программы развития по «базовому» варианту.

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

Таблица 4.3

Центр питания	Установленная мощность, МВА, в 2018 году	Прогнозная величина нагрузки в ЗМ-2023 г., МВт
Аргунская ТЭЦ	2x16	21,4
ПС 110 кВ Восточная	2x25	28,1
ПС 110 кВ ГРП-110	25, 16, 2x2,5	31,4
ПС 110 кВ Консервная	2x16	12,6
ПС 110 кВ Ойсунгур без учета перевода нагрузки на ПС 110 кВ Курчалой	2x25, 16	64,3
ПС 110 кВ Ойсунгур с учетом перевода нагрузки на ПС	2x25, 16	37,3

Центр питания	Установленная мощность, МВА, в 2018 году	Прогнозная величина нагрузки в ЗМ-2023 г., МВт
110 кВ Курчалой		
ПС 110 кВ Северная	2x25	27,6
ПС 110 кВ Южная	2x16	26,5
ПС 110 кВ Холодильник	2x25	10,9
ПС 110 кВ Самашки	2x16	25,2
ПС 110 кВ Самашки с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Ачхой-Мартан	2x16	13,2
ПС 110 кВ Ищерская	2x16	24,3
ПС 110 кВ Цементзавод	2x25	22,4
ПС 110 кВ Октябрьская	16	10,7
ПС 110 кВ №84	2x16	20,6
ПС 110 кВ Червлённая	2x6,3	5,8
ПС 110 кВ Шали	2x16	37,2
ПС 110 кВ Горячеисточненская	2x16	4,4
ПС 110 кВ Гудермес	2x16	31,9
ПС 110 кВ АКХП	2x10	5,8
ПС 110 кВ Горец	2x25	44,1
ПС 110 кВ Алпатово	6,3	2,0
ПС 110 кВ Наурская	2x16	12,4

Центр питания	Установленная мощность, МВА, в 2018 году	Прогнозная величина нагрузки в ЗМ-2023 г., МВт
ПС 110 кВ Шелковская	2x10	6,9
ПС 110 кВ Каргалиновская	10	5,6
ПС 110 кВ Гудермес-сити	2x25	5,6
ПС 110 кВ НПЗ	2x25	7,4
ПС 110 кВ Черноречье	2x16	4,4
ПС 110 кВ Ведучи	1x25, 1x40	8,4
ПС 110 кВ Грозный Сити	2x40	14,6
ПС 110 кВ Родина	25	10,2
ПС 110 кВ Тепличная	16	7,3

В соответствии с вышеуказанным анализом, для исключения недопустимых перегрузов трансформаторов 110 кВ в максимум ОЗП в нормальном режиме, а также в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов 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 Ойсунгур, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Самашки, ПС 110 кВ Ищерская, ПС 110 кВ №84, ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Горец.

Необходимость выполнения вышеуказанных мероприятий должна быть подтверждена техническими условиями на технологическое присоединение к соответствующим центрам питания 110 кВ, однозначно определяющими мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций.

Разгрузка трансформаторов ПС 110 кВ Гудермес может быть осуществлена за счет перевода части нагрузки на питание от ПС 110 кВ Гудермес-сити.

Проблема перегруза трансформаторов ПС 110 кВ Ойсунгур выше длительно - допустимых значений в нормальном режиме, а так же перегруза Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Ойсунгур выше аварийно-допустимых значений в послеаварийных режимах отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ойсунгур, решается за счет перевода нагрузки потребителей на ПС 110 кВ Курчалой.

Обоснование необходимости строительства ПС 110 кВ Ачхой-Мартан.

В настоящее время схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Самашки представляет собой нетиповую схему – одиночную не секционированную систему шин с подключением отходящих ВЛ 110 кВ через разъединители и трансформаторов Т-1 и Т-2 через один выключатель. Трансформатор Т-1: ТДТН-16000, 1971 года выпуска; Т-2 - ТДТН-16000, 1986 года выпуска.

При существующей схеме РУ 110 кВ возникновение КЗ на системе шин 110 кВ ПС 110 кВ Самашки или питающих её ВЛ 110 кВ влечет за собой полное погашение РУ 110 кВ Самашки, размыкание транзита 110 кВ Плиево – Самашки – ГРП-110, потерю электроснабжения потребителей данной ПС, а также временное ограничение электроснабжения (на время переключения оперативным персоналом) питающихся от данной ПС других центров питания, что однозначно снижает надёжность работы данного энергорайона.

Нормальный режим работы энергорайона ПС 110 кВ Самашки при прохождении зимнего максимума 2019 года, с учетом распределения нагрузок по трансформаторам ПС 110 кВ Самашки, приведен на рисунке РВ-3М-2019-24 приложения РВ-2019-3М-Графика и в таблице РВ-3М-2019-24 приложения РВ-2019-3М-Таблицы. Расчеты показывают, что фактическая загрузка обмоток ВН трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Самашки в нормальной схеме составляют Т-1 - 99% и Т-2 - 60% от длительно-допустимых значений (Т-1 - 87 А и Т-2 - 53 А при $I_{дд}=88$ А).

В послеаварийном режиме отключения Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самашки (рисунок РВ-3М-2019-25 приложения РВ-2019-3М-Графика, таблица РВ-

ЗМ-2019-25 приложения РВ-2019-ЗМ-Таблицы), токовая загрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Самашки составляет 140 % от длительно-допустимой (140 А при аварийно-допустимом токе - 123 А).

Для разгрузки Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самашки до длительно допустимых значений при отключении Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Самашки в период прохождения зимнего максимума 2019 года потребуется ввод ГВО в объеме не менее 6 МВт.

ПС 110 кВ Самашки имеет связи с другими центрами питания 110 кВ по распределительным сетям 35 кВ и ниже, а именно с ПС 110 кВ Горец, ПС 110 кВ ГРП-110 и ПС 110 кВ Слепцовская. Однако следует отметить, что в максимальных режимах токовая загрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Горец достигает до 100 % и в данных режимах отсутствует возможность перевода дополнительного объема нагрузки с ближайших центров питания, а существующей пропускной способности транзитных связей 35 кВ с энергосистемой Ингушетии и ПС 110 кВ ГРП-110 недостаточно для перевода питания указанной нагрузки.

Согласно имеющимся данным, кроме ПС 110 кВ Самашки имеется ряд центров питания 35 кВ данного энергоузла, характеризующихся недостаточной пропускной способностью силовых трансформаторов, а именно: ПС 35 кВ Ачхой-Мартан (токовая загрузка каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 достигает более 90 %) и ПС 35 кВ Катыр-Юрт (токовая загрузка каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 достигает 60-70 %).

Таким образом, ремонт любого из трансформаторов вышеперечисленных подстанций в нормальной схеме сети в связи с отсутствием возможности перевода питания потребителей по сети 10 кВ на ближайшие ЦП, имеющие резервы трансформаторной мощности, приводит к необходимости ограничения потребителей, питающихся от данных ПС.

В связи с большим объемом необходимой реконструкции (реконструкция трех центров питания) в качестве наиболее техно-экономически целесообразного и комплексного решения **рекомендуется создание нового центра питания – ПС 110 кВ Ачхой-Мартан с установленной мощностью трансформаторов 2 x 16 МВА и переводом на ее шины части нагрузки ПС 35 кВ Ачхой-Мартан и ПС 35 кВ Катыр-Юрт, что позволит устранить повышенную загрузку данных**

ПС в нормальной и ремонтных схемах сети, и тем самым снизить загрузку трансформаторов 110 кВ ПС 110 кВ Самашки до допустимого для безопасной эксплуатации уровня.

Присоединение ПС 110 кВ Ачхой-Мартан к сети 110 кВ Чеченской энергосистемы рекомендуется по схеме "заход-выход" к существующим или планируемым к сооружению ВЛ 110 кВ Чеченской энергосистемы. Для определения окончательной схемы привязки ПС 110 кВ Ачхой-Мартан необходимы проектные проработки.

Обоснование необходимости строительства ПС 110 кВ Город.

Энергоузел г. Грозный в настоящее время получает электроснабжение от четырёх основных центров питания: ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Холодильник.

Существующие питающие центры 110 кВ на момент разработки Схемы и программы развития уже перегружены (ПС 110 кВ Восточная установленная мощность 50 МВА - подключено 306 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 92 МВА, ПС 110 кВ Северная установленная мощность 50 МВА - подключено 520 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 143 МВА, ПС 110 кВ Южная установленная мощность 32 МВА - подключено 220 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 42 МВА, ПС 110 кВ Холодильник установленная мощность 32 МВА – подключено 220 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 42 МВА), что ограничивает производство планово-предупредительных работ, их кольцевание и резервирование по распределительным сетям в аварийных ситуациях.

Загрузка центров питания энергоузла г. Грозный в ЗРД 2017 года и ЛРД 2017 года приведена в таблице 4.4:

Таблица 4.4

Существующая нагрузка подстанций 110 кВ, питающих центр г. Грозный

Наименование центра питания	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в ЗРД 2017 г., МВА	Нагрузка в ЛРД 2017 г., МВА	Нагрузка в аварийном режиме N-1, %

Наименование центра питания	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Нагрузка в ЗРД 2017 г., МВА	Нагрузка в ЛРД 2017 г., МВА	Нагрузка в аварийном режиме N-1, %
ПС 110 кВ Восточная	2x25	29,4	19,9	117,6
ПС 110 кВ Южная	2x16	20,1	18,1	125,6
ПС 110 кВ Северная	2x25	23,4	17,8	93,6
ПС 110 кВ Холодильник	2x25	10,7	10,9	42,8

В горизонте планирования настоящей Схемы и программы развития согласно действующим техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» к указанным центрам питания предполагается подключение энергопринимающих устройств потребителей суммарной мощностью порядка 25 МВт.

Город Грозный интенсивно развивается. В связи с усиленным ростом строительства городской инфраструктуры, планируемым вводом социально-значимых объектов и объектов промышленности стоит вопрос обеспечения надежности электроснабжения существующих потребителей и технологического присоединения новых потребителей в центральной части города Грозный.

Согласно представленным данным Министерства экономического, территориального развития и торговли Чеченской Республики в г. Грозный планируется реализация энергоемких инвестиционных проектов и строительство объектов, требующих присоединения к электрическим сетям суммарной мощностью 42,6 МВт. Перечень предполагаемых к реализации проектов приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Перечень энергоемких инвестиционных проектов, планируемых к строительству в г. Грозный по данным Министерства экономического, территориального развития и торговли ЧР

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
1.	Строительство завода по производству литий-ионных аккумуляторов мощностью 125 МВт*ч в год	ОАО «Чеченнефтехимпром»	1,5
2.	Реконструкция Грозненской экспериментальной мебельной фабрики (Ленинский район, ул. Б. Хмельницкого, 221)	ООО «ВариоКом»	1
3.	Строительство завода по полной переработке и утилизации отходов производства и потребления	ООО «Стройиндустрия»	2
4.	Организация производства по розливу бутилированной (минеральной, родниковой и сокосодержащей) воды	ООО Фирма «Интал»	0,5
5.	Строительство хранилища плодоовощной продукции на 5000 тонн	ООО «Сады Чечни»	2
6.	Строительство детского спортивного развлекательного комплекса (Ленинский район, ул. Айдамирова, рядом с детсадом № 143)	ООО «ИРАПРОФ»	1
7.	Строительство и ввод в эксплуатацию спортивного клуба «Алды им. Мансура» (Заводской район, пос. Алды)	ИП Амхадов Д.С.	1
8.	Строительство ТРЦ «Капитолий» (Старопромысловский район, пос. Катаяма)	ИП Ибахаджиев Л.Х.	1
9.	Строительство жилого дома с не жилыми помещениями и подземной парковкой на 150 мест (Октябрьский район, ул. Субботников)	ООО «Капитал»	0,5
10.	Строительство ультра-современной многопрофильной медицинской клиники (Старопромысловский район, ул. Заветы Ильича)	ООО «Медтехсервис»	0,8
11.	Строительство и ввод в эксплуатацию выставочного	ООО «ДОМЭЛИТСТРОЙЮГ»	0,5

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
	зала, (Октябрьский район, ул. Филатова)		
12.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово-развлекательного центра (Старопромысловский район, ул. Кольцова)	ИП Истамулов В.А.	0,8
13.	Строительство завода по производству спортивного питания (Ленинский район, ул. Ионисиани)	ООО «Strongman Nutrition»	0,8
14.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово-офисного центра (Ленинский район, ул. Ионисиани)	ООО «Strongman Nutrition»	0,6
15.	Строительство 9-этажного одноподъездного многоквартирного жилого дома со встроенными нежилыми помещениями и подземной парковкой на 18 машиномест (Октябрьский район, пр. Кадырова)	ООО «Дика-Стройпроект»	1,2
16.	Строительство 9-этажного одноподъездного многоквартирного жилого дома со встроенными нежилыми помещениями и подземной парковкой на 18 машиномест (Ленинский район, ул. Космонавтов)	ООО «Дика-Стройпроект»	1,2
17.	Строительство торгово-офисного центра (Октябрьский район, пр. Кадырова)	ООО «Сатурн-С»	0,9
18.	Строительство кожевенного завода (ул. Зелёная)	ООО «Обувная фабрика»	2,4
19.	Строительство обувной фабрики (ул. Зелёная)	ООО «Обувная фабрика»	0,8
20.	Организация производства светодиодных осветительных	ООО «Инновационная компания	1,5

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
	приборов (Старопромысловский район, пос. Бутенко)	Межрегиональный технико-внедренческий центр»	
21.	Организация производства приборов учёта на базе ООО «Энергия Плюс» (ул. Старосунженская)	ООО «Энергия Плюс»	0,8
22.	Строительство Грозненского завода автоклавного газобетона мощностью 120 000 куб.м. в год (ул. Зелёная)	ООО «АЛЬЯНС-СТРОЙ»	4,5
23.	Строительство двух 9-этажных одноподъездных домов с подземным паркингом (Ленинский район, ул. Кадырова)	ООО «Империя»	2,4
24.	Строительство 12-этажного двухподъездного дома с подземным паркингом (Ленинский район, ул. Кадырова)	ООО «Империя»	1,6
25.	Строительство 9-этажного трёхподъездного жилого дома (Ленинский район, ул. Кадырова)	ООО «Гор-Строй»	1,2
26.	Строительство 9-этажного трёхподъездного жилого дома (Ленинский район, ул. Субботникова)	ООО «Гор-Строй»	1,2
27.	Строительство двух 5-этажных трёхподъездных жилых домов (Ленинский район, ул. Дьякова)	ООО «Гор-Строй»	0,8
28.	Строительство 5-этажного двухподъездного жилого дома (Старопромысловский район, ул. Каменщиков)	ООО «Гор-Строй»	0,8
29.	Строительство и эксплуатация цеха по производству корпусной мебели торгово-выставочного центра (Ленинский район, Петропавловское шоссе)	ИП Магамгазиев В.А.	0,7
30.	Строительство торгово-	ООО «Гор-Строй»	0,5

№ п/п	Наименование проекта (место реализации, отрасль)	Инициатор проекта	Ориентировочная мощность, МВт
	офисного центра (Ленинский район, ул. Ш.А. Митаева)		
31.	Строительство детского развлекательного комплекса (Заводской район, ул. Мамасурова)	ООО «Кредо Гарант»	0,7
32.	Строительство цеха по производству товаров бытовой химии и гигиены (Заводской район, ул. Индустриальная)	ООО «Ведмарк»	0,9
33.	Строительство детской спортивной школы «Цунами» (Октябрьский район, ул. Фонтанная)	Федерация спортивного карате России по ЧР	0,9
34.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово-развлекательного центра (Ленинский район, ул. Кавказская)	ООО «Сириус-Р»	1
35.	Строительство и ввод в эксплуатацию торгово-развлекательного центра (Ленинский район, Бульвар Дудаева)	ООО «Сириус-Р»	0,5
36.	Строительство птичника на 2000 голов птицы (п. Долинск)	ИП Батукаев Д.С.	1,5
37.	Строительство цеха по обработке природного камня (Заводской район, ул. Индустриальная)	ИП Абдулаев У.А.	0,6
	ИТОГО: суммарная мощность, МВт		42,6

В связи с ростом нагрузок в существующих центрах питания 110 кВ и подключением новых потребителей, объектов промышленности и социально значимых объектов жилищной инфраструктуры города Грозного **необходимо строительство в 2019 году в центральной части города Грозного нового центра питания 110 кВ.**

В связи с вышеизложенным **предлагается сооружение ПС 110/10 кВ Город с двумя трансформаторами мощностью по 40 МВА со строительством**

2-х цепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяжённостью 2х5 км с присоединением отпайками к существующим ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114), ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115).

Реализация данных мероприятий обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей г. Грозного, позволит обеспечить технологическое присоединение потребителей, повысит инвестиционную привлекательность города Грозного.

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

Кроме этого в Приложении 5 приведен Перечень мероприятий по реконструкции и новому строительству, соответствующий актуальной редакции «Программы повышения надежности функционирования электросетевого комплекса Чеченской Республики».

4.3. Комплекс мероприятий по снижению потерь электрической энергии в сетях АО «Чеченэнерго» на период 2018-2022 гг.

4.3.1. Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях АО «Чеченэнерго» на 2018-2022 годы.

Основания для разработки Программы.

По итогам 2016 года уровень потерь электрической энергии в сетях АО «Чеченэнерго» составил 34,00% от отпуска в сеть.

Причины высокого уровня потерь электроэнергии в сетях АО «Чеченэнерго» следующие:

1. Низкий уровень защищённости электрических сетей вследствие низкой доли линий электропередач, выполненных самонесущим изолированным проводом (СИП), как следствие – высокий уровень хищений электроэнергии.

2. Высокая доля потребления электроэнергии на низком уровне напряжения, высокая доля бытового сектора (до 60%).

3. Низкая оснащённость филиала автотранспортом и инструментами для выявления и пресечения неучтенного потребления электроэнергии.

4. Низкая оснащённость приборами учёта электроэнергии потребителей консолидированных сетей (г. Грозный, г. Гудермес, г. Аргун).

Кроме того, в соответствии с пунктом 38 постановления Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» при установлении тарифов на передачу электроэнергии методом долгосрочной индексации НВВ учитывается уровень потерь электроэнергии, рассчитанный в соответствии с нормативами Приказа Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674. Фактический уровень потерь электроэнергии в сетях АО «Чеченэнерго», регулируемого указанным методом, значительно выше уровня, рассчитанного с учетом нормативов Приказа Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674.

В целях обеспечения безубыточности и бездефицитности АО «Чеченэнерго» необходимо снижение фактического уровня потерь в электрических сетях до уровня норматива, определенного в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.09.2014 № 674, и учитываемого при установлении тарифов на передачу электроэнергии.

С учетом изложенного, а также в соответствии с решением Минэнерго России от 05.07.2017 (протокол от 05.07.2017 №АН-335пр) АО «Чеченэнерго» разработана Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях АО «Чеченэнерго» на 2018-2022 годы (далее – Программа).

Основные мероприятия Программы.

В рамках Программы запланированы к реализации организационные и технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии, а также мероприятия по организации учета электроэнергии.

Организационные мероприятия включают:

- проведение дополнительных проверок приборов коммерческого учета электроэнергии (581,8 тыс. шт.), за счет привлечения дополнительного автотранспорта (73 ед.) с целью выполнения требований законодательства;

- проведение дополнительных мероприятий по отключению потребителей неплательщиков (13,1 тыс. шт.) за счет привлечения дополнительного персонала (60 чел.) и спецтехники (20 ед.).

Технические мероприятия включают:

- реконструкцию ВЛ-0,4кВ (1 141,5 км) с заменой линий выполненными неизолированным проводом на СИП;

- разукрупнение ВЛ-0,4-6-10кВ (411,4 км) с установкой ТП 6(10) /0,4 кВ (367 шт., 31,6 МВА).

Мероприятиями по организации учета электроэнергии предусмотрена модернизация систем учета электроэнергии в РЭС/ГЭС (192,0 тыс. шт. приборов учета).

Реализация мероприятий Программы за период 2019-2022.

Наименование мероприятий	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2019-2022
Дополнительные проверки	тыс. шт.	145,5	145,5	145,5	145,5	581,8
Дополнительные отключения	тыс. шт.	3,3	3,3	3,3	3,3	13,1
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ	км	71,8	349,2	350,9	369,6	1 141,5
Разукрупнение ВЛ-0,4-6-10кВ с установкой ТП 6(10) /0,4 кВ	км	25,9	125,9	126,5	133,2	411,4
	шт.	28	97	123	119	367
	МВА	2,0	9,7	9,7	10,2	31,6
Организация учета электроэнергии	тыс. шт.	12,1	58,7	59,0	62,2	192,0

Затраты на реализацию Программы.

Общий объем затрат, необходимый для реализации Программы за период 2019-2022, составляет 5 280,0 млн. рублей с НДС, в том числе в разрезе лет:

млн. руб. с НДС

Наименование мероприятий	2019	2020	2021	2022	2019-2022
Организационные мероприятия	125,0	29,3	29,3	29,3	213,0
Технические мероприятия	287,8	585,6	588,5	619,8	2 081,6
Организация учета электроэнергии	375,1	852,2	856,3	901,8	2 985,4
ИТОГО:	787,9	1 467,1	1 474,1	1 550,9	5 280,0

Экономия от реализации Программы.

Планируемая экономия от реализации Программы за счет снижения потерь электроэнергии и увеличения объема оказанных услуг за период 2019-2022 годы составляет 282,3 млн. кВтч (964,6 млн. рублей), в том числе в разрезе лет:

Наименование мероприятий	2019		2020		2021		2022		2019-2022	
	млн. кВтч	млн. руб.	млн. кВтч	млн. руб.	млн. кВтч	млн. руб.	млн. кВтч	млн. руб.	млн. кВтч	млн. руб.
Организационные мероприятия	0,4	1,3	2,0	6,5	2,0	6,8	2,1	7,5	6,4	22,1
Технические мероприятия	5,2	15,7	25,4	80,3	25,5	84,8	26,9	93,9	82,9	274,7
Организация учета электроэнергии	12,1	38,3	59,0	195,5	59,3	206,1	62,5	227,9	193,0	667,8
ИТОГО:	17,7	55,2	86,4	282,3	86,8	297,8	91,4	329,4	282,3	964,6

По итогам реализации Программы уровень потерь электроэнергии в сетях Общества в период 2018-2022 снизится на 10,99% и к 2022 году составит 20,11% от отпуска в сеть, что соответствует нормативному уровню потерь электроэнергии, рассчитанному в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 30.09.2014 № 674. Кроме этого Программа снижения потерь является неотъемлемой частью комплекса мероприятий по созданию на территории Чеченской Республики цифровых районных электрических сетей.

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 центральной части 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.

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.

В Приложении 5 приведен Перечень мероприятий по реконструкции и новому строительству, соответствующий актуальной редакции «Программы повышения надежности функционирования электросетевого комплекса Чеченской Республики».

Список принятых сокращений

ВЛ – воздушная линия электропередачи
СВМ- схема выдачи мощности
КЗ – короткое замыкание
ОАО – открытое акционерное общество
АО – акционерное общество
СО-системный оператор
ОРУ – открытое распределительное устройство
ОЭС – объединенная 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
МУП-муниципальное унитарное предприятие
МЖКХ- Министерство жилищно-коммунального хозяйства
ШСВ- шиносоединительный выключатель
СВ - секционный выключатель
АОСН - автоматическое ограничение снижения напряжения...
АЧР - автоматическая частотная разгрузка
РЗА – релейная защита и автоматика
АОПО - автоматика ограничения перегрузки оборудования
ОЗП – осенне-зимний период
ОВ – оптимистический вариант
РВ – реалистический вариант
ОЭС - объединённая энергетическая система
ПУЖКХ - производственное управление жилищно коммунального хозяйства
КЗ-короткое замыкание
ОРУ – открытое распределительное устройство
ЕЭС – единая энергетическая система
СКФО – Северокавказский федеральный округ
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
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
ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение
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 ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.2017 г. № 343.
8. СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Стандарт «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередач напряжением 35-750 кВ», утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.2014 г. № 525.
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. «Базовый» вариант развития энергосистемы Чеченской Республики:

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

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
ЛМ	Потребление мощности, МВт	402	402	421	426	430	434
ЗМ		490	503	526	533	538	542

1.2. Генерация:

		ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023
ЛМ	Выработка мощности, МВт	1,3	181,8 (175,2)	361,8 (348,6)	361,8 (348,6)	361,8 (348,6)	361,8 (348,6)
ЗМ		1,0	361,3 (348,1)	361,3 (348,1)	361,3 (348,1)	361,3 (348,1)	361,3 (348,1)

Станция	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт	
		Зимний мах	Летний мах
МГЭС Кокадой	1,3	1,0	1,3
Кировская МГЭС (ввод в 2018 году)	0,5	0,3	0,5
Грозненская ТЭС (ввод в 2019 году)	360 (346,8)	360 (346,8)	360 (346,8)
ВСЕГО:	361,8 (348,6)	361,3 (348,1)	361,8 (348,6)

1.3. Объекты ввода (реконструкции):

Ввода объектов генерации:					
Наименование станции	Уст. Мощность, МВт	Год ввода	Источник информации		Примечание
Грозненская ТЭС ГТУ-1	180 (173,4)	30.06.2019	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг./ ДПМ, утв. Распоряжением Правительства РФ от 16.02.2015 №238-р / уведомление ЦФР от 14.07.2017 №1-2089 (перенос начала исполнения обязательств по ДПМ на 30.06.2019 и на 31.12.2019 соответственно) / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»		Новое строительство. Установленная (максимальная) мощность Грозненской ТЭС: 360 МВт (2x 180 МВт) – согласно СиПР ЕЭС России на 2018 - 2024 гг. и ДПМ, 346,8 МВт (2x 173,4 МВт) - согласно СВМ Грозненской ТЭС и ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго».
Грозненская ТЭС ГТУ-2	180 (173,4)	31.12.2019			
Кировская МГЭС	0,496	2018	ТУ №542 от 21.04.2016 (ДТП №133/2016 от 21.04.2016) на ТП Кировской МГЭС к сетям АО «Чеченэнерго»		Новое строительство (присоединение по сети 10 кВ к ПС 110 кВ ГРП-110)
Ввода ПС 110 кВ и выше, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:					
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источник(и) информации	Примечание
ПС 110 кВ Гудермес-Сити	25	2	2018	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ №582р от 01.08.2016 (ДТП №457/2016 от 01.12.2016) на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» к сетям АО «Чеченэнерго»	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 Курчалой	25	1	2018	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы	Установка Т-2 с сооружением ВЛ 110 кВ Аргунская

					ТЭЦ – Курчалой
Грозненская ТЭС	25	1	2018	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго» - (присоединение 17,4 МВт РТСН)	РУ-110 кВ Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд 110/6-6 кВ для ПНР энергоблоков Грозненской ТЭС
Грозненская ТЭС	250	1	июнь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство. Блочные трансформаторы для подключения ГТУ-1 ТЭС
Грозненская ТЭС	250	1	декабрь 2019		Новое строительство. Блочные трансформаторы для подключения ГТУ-2 ТЭС
ПС 110 кВ Ведучи	25 40	1 1	2019	ТУ от 14.07.2015 на ТП ВГК «Ведучи» ДТП №337/2016 от 26.08.2016 / ПД по титулу строительства ПС 110 кВ Ведучи	Новое строительство с подключением ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ Цемзавод и ПС 110 кВ Горец
ПС 110 кВ НПЗ	25	2	2019	ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 (ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011) на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике к сетям АО «Чеченэнерго»	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 110 кВ Грозный-Сити	40	2	2020	ТУ № 529р от 30.12.2015 ДТП №232/2016 от 09.06.2015 на ТПМВК «Ахмат Тауэр»; ТУ №540р от 27.01.2016 ДТП №231/2016 от 09.06.2016 на ТП ТРЦ «Грозный-Молл», ТУ №559р от 19.04.2016 ДТП №304/2016 от 25.07.2016 на ТП ПРЗ «Каусар» к сетям АО «Чеченэнерго»		Новое строительство с подключением отпайками от ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115)
Ввода ЛЭП 110 кВ и выше:						
Наименование ЛЭП	Ном. U	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источник(и) информации	Примечание
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая (1 ц.)	110	4,72	АС-120 (заход АС-185)	2018	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ №582р от 01.08.2016 (ДТП №457/2016 от 01.12.2016) на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» к сетям АО «Чеченэнерго»	Заходы 0,15 км 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	АС-120 (заход АС-185)	2018		
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая (2 ц.)	110	4,72	АС-120 (заход АС-185)	2018	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ №582р от 01.08.2016 (ДТП №457/2016 от 01.12.2016) на ТП комплекса высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» ЗАО «Инкомстрой» к сетям АО «Чеченэнерго»	Заходы 0,15 км ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142) на новую ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух новых ВЛ.
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес-Сити	110	18,48	АС-120 (заход АС-185)	2018		
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой	110	25	АС-185	2018	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы	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-150 (не менее)	2018	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство для питания РУ-110 кВ Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором собственных нужд
Отпайка от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) с заходом на	110	0,5	АС-185 (не менее)	2018	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство для питания РУ-110 кВ Грозненской ТЭС с

РУ-110 кВ Грозненской ТЭС						пуско-резервным трансформатором собственных нужд
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками	110	26,9	АС-185 (не менее)	июнь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Перезавод ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 185 мм ² с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник	110	8,9	АС-150 (не менее)	июнь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Перезавод ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 150 мм ² с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС –	110	15,6	АС-185 (не менее)	июнь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО	Перезавод ВЛ 110 кВ ПС №84 –

ПС № 84			<i>менее)</i>		«Чеченэнерго»	ГРП-110 (Л-182) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 185 мм ² ориентировочной протяженностью 4,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	110	5,3	АС-300	июнь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	110	5,3	АС-300	июнь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайкой на ПС Южная и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная	110	2х2– вновь вводимые участки, 2х4,8 2х9,6 - существующие участки	АС-185 <i>(не менее)</i> АС-150	декабрь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство двух ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС с сечением провода не менее 185 мм ² ориентировочной протяженностью 2 км в двухцепном исполнении с присоединением отпайками к ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114) и ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115) с образованием ВЛ 110 кВ

						Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайкой на ПС Южная и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная.
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	110	75	АС-240 (не менее)	декабрь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018) на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство.
Отпайка на ПС 110 кВ НПЗ от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136)	110	1,4 (отпайка)	АС-150	2019	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 (ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011) на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство.
Отпайка на ПС 110 кВ НПЗ от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская (Л-137)	110	1,4 (отпайка)	АС-150	2019	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 (ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011) на ТП нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство.
Участок ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Грозный до отпайки ВЛ 110 кВ Л-137 на ПС Октябрьская	110	6	АС-150	2019	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ №188р от 29.11.2010 изм. от 05.11.2015 (ДТП №266/2011-НЭ от 06.06.2011) на ТП Нефтеперерабатывающего завода г. Грозный филиала НК «Роснефть» в Чеченской Республике к сетям АО «Чеченэнерго»	Восстановление участка ВЛ.
ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи	110	70,8	АС-185	2019	ТУ от 14.07.2015 на ТП ВГК «Ведучи» ДТП №337/2016 от 26.08.2016 / ПД по титулу строительства ПС 110 кВ Ведучи	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи	110	72,5	АС-185	2019		Новое строительство
Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	110	12,8	АС-150 (не менее)	2020	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ от 14.07.2015 на ТП ВГК «Ведучи» ДТП №337/2016 от 26.08.2016	Замена провода ВЛ 12,8 км (для технологического присоединения энергопринимающих устройств ВГК Ведучи – 2-й этап)

Реконструкция ВЛ 110 кВ Шали – Аргунская ТЭЦ (Л-162) (с заменой ошиновки на ПС 110 кВ Шали)	110	12,5	АС-150 (не менее)	2020	ИП АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы / ТУ от 14.07.2015 на ТП ВГК «Ведучи» ДТП №337/2016 от 26.08.2016	Замена провода ВЛ 12,5 км и ошиновки на ПС 110 кВ Шали (для технологического присоединения энергопринимающих устройств ВГК Ведучи – 2-й этап)
Отпайки на ПС 110 кВ Грозный-Сити от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115)	110	2х5 (отпайка)	АС-120	2020	ТУ № 529р от 30.12.2015 ДТП №232/2016 от 09.06.2015 на ТПМВК «Ахмат Тауэр»; ТУ №540р от 27.01.2016 ДТП №231/2016 от 09.06.2016 на ТП ТРЦ «Грозный-Молл», ТУ №559р от 19.04.2016 ДТП №304/2016 от 25.07.2016 на ТП ПРЗ «Каусар» к сетям АО «Чеченэнерго»	Новое строительство

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

Объект ввода (реконструкции)	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	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 Курчалой (с ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой)	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
РУ-110 кВ Грозненской ТЭС с пуско-резервным трансформатором СН для ПНР энергоблоков Грозненской ТЭС (с отпайками от существующих Л-109 и Л-110)	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками (СВМ ГТЭС)	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (СВМ ГТЭС)	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84 (СВМ ГТЭС)	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Объект ввода (реконструкции)	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ	ЛМ	ЗМ
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь (СВМ ГТЭС)	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь (СВМ ГТЭС)	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайкой на ПС Южная и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная (СВМ ГТЭС)	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево (СВМ ГТЭС)	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
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)	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ПС 110 кВ Ведучи (с ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи)	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) (реконструкция с увеличением сечения провода)	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
ВЛ 110 кВ Шали – Аргунская ТЭЦ (Л-162) (реконструкция с увеличением сечения провода ВЛ и ошиновки на ПС 110 кВ Шали)	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
ПС 110 кВ Грозный-Сити (с отпайками от ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115))	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
Объекты генерации:												
Кировская МГЭС 0,5 МВт.	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Грозненская ТЭС ГТУ-1, 180 (173,4) МВт	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Грозненская ТЭС ГТУ-2, 180 (173,4) МВт	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+

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

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Варианты схемы подключения	Основание для включения в расчётную модель
1.	ОКС СКРК ВВ МВД России	Военный городок батальона «Юг»	1,133	2018	ПС 110 кВ Шали (ПС 35 кВ Ведено)	ДТП №298/2009 от 15.07.2009
2.	Региональный общественный фонд им. А. Кадырова.	Котельная «Дом приемов», г. Грозный	0,8	2018	ПС 110 кВ Южная	ДТП №488/2014 от 24.11.2014
3.	ЗАО «Служба доставки»	Служба доставки, г. Грозный	0,75	2018	ПС 110 кВ Консервная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП №92/2015 от 05.05.2015
4.	ГБУ ЧР «Спортивный комплекс имени С.Г. Билимханова»	Спортивная арена «Колизей», г. Грозный	2,16	2018	ПС 110 кВ Северная	ДТП №483/2014 от 18.11.2014
5.	ООО ИК «Межрегиональный «ИнТехЦентр»	Межрегиональный «Инновационный Техно-внедренческий Центр» г. Грозный	0,9	2018	ПС 110 кВ № 84	ДТП № 364/2012 от 16.11.2012
6.	ООО «Грозный Молл»	Стройплощадка	1,2	2018	ПС 110 кВ Северная	ДТП № 338/2016 от 26.08.2016
7.	ОАО «Чеченагрохолдинг»	Насосные станции для орошения земель в Шелковском и Наурском районах ЧР	2,82	2018	ПС 110 кВ Червленая (ПС 35 кВ Николаевская)	ДТП 292/2012-НЭ от 06.09.2012
8.	ООО «Беркат»	РТЦ Беркат	0,8	2018	ПС 110 кВ Северная	ДТП № 60/2015 от 25.03.2015
9.	ООО «Родина»	Строительство Тепличного комплекса	0,8	2018	ПС 110 кВ Консервная (ПС 35 кВ Аэропорт)	ДТП от 28.04.2015
10.	ООО «Агроинвест»	Тепличное хозяйство	0,8	2018	ПС 110 кВ Октябрьская	ДТП №85/2016 от 16.03.2016
11.	ЗАО «Инкомстрой»	Жилой дом	0,7	2018	ПС 110 кВ Южная	ДТП №366/2016 от 27.09.2016
12.	ЗАО «Инкомстрой»	Торгово-офисный центр	1,8	2018	ПС 110 кВ Южная	ДТП №№365/2016 от 27.09.2016

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Варианты схемы подключения	Основание для включения в расчётную модель
13.	ЗАО «Инкомстрой»	Гостиница	1,883	2018	ПС110 кВ Южная	ДТП №№367/2016 от 27.09.2016
14.	ЗАО «Инновационный строительный технопарк Казбек»	Заводской комплекс по изготовлению изделий из газобетона, фиброцементных листов, извести и сухих отделочных смесей в п. Чири-Юрт Шалинского района	4,45	2018	ПС 110 кВ Цемзавод	ДТП №210/2011-НЭ от 30.05.2011
15.	ООО «Чеченские минеральные воды»	Завод по розливу натуральных соков, воды и лимонада, с. Серноводское Сунженского района	4,5	2018	ПС 110 кВ Самашки, ПС 35 кВ Серноводская	ДТП №32/2015 от 04.02.2015
16.	ПАО «ОГК-2»	Грозненская ТЭС (РТСН, для ПНР)	17,4	2018	ПС 330 кВ Грозный	ДТП №155/2018 от 28.02.2018
17.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Онкологический диспансер	0,7	2018	ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Южная	ДТП №539/2017 от 20.12.2017
18.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Бюро судебно-медицинской экспертизы г. Грозный	1,5	2018	ПС 110 кВ Южная	ДТП № 5085 от 30.11.2017
19.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Детская стоматологическая поликлиника №1 г. Грозный	1,2	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Северная	ДТП № 5086 от 30.11.2017
20.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Стоматологическая поликлиника №1 г. Грозный	1,1	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 5087 от 30.11.2017
21.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Поликлиника №4 г. Грозный	1,4	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 5088 от 30.11.2017
22.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Республиканский наркологический диспансер	2	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 5089 от 30.11.2017

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Варианты схемы подключения	Основание для включения в расчётную модель
23.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Централизованная лаборатория г. Грозный	3	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 5090 от 30.11.2017
24.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Республиканская клиническая больница	4,5	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 5091 от 30.11.2017
25.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Лечебно-диагностический центр в г. Грозный	3	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Восточная	ДТП № 5092 от 30.11.2017
26.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Клиническая больница №4 г. Грозный	3,2	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Северная	ДТП № 5093 от 30.11.2017
27.	Министерство здравоохранения Чеченской Республики	Клиническая больница №1 г. Грозный	3,2	2018	ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Северная	ДТП № 5094 от 30.11.2017
28.	Филиал ООО «Гроджан Дженерал Контрактинг Эл-Эл-Си»	Торгово-гостиничного комплекса г. Грозный	1,53	2018	ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Южная	ДТП №5224 от 19.12.2017
29.	ГУП «Чечавтотранс»	Таксомоторный парк	0,7	2018	ПС 110 кВ Южная	ДТП № 5180 от 14.12.2017
30.	ГУП «Чечавтотранс»	Жилой комплекс и административное здание	1,2	2018	ПС 110 кВ Южная	ДТП № 5181 от 14.12.2017
31.	ГУП «Чечавтотранс»	Производственно-ремонтная база	1,1	2018	ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Северная	ДТП № 5182 от 14.12.2017
32.	ФГУП «Вайнахавиа»	Аэропорт «Северный»	3,8	2018	ПС 110 кВ Северная, ПС 35 кВ Аэропорт	ДТП № 5185 от 14.12.2017
33.	ГУП «Спецдортехника»	Производственная база	2,3	2018	ПС 110 кВ Северная	ДТП № 5183 от 14.12.2017
34.	ГУП «Грозненский завод ЖБИ»	Завод железобетонных изделий	1,5	2018	ПС 110 кВ Северная	ДТП № 5184 от 14.12.2017
35.	ИП Денильханов И.М.	Молочная ферма и птицеферма	0,95	2018	ПС 110 кВ Октябрьская	ДТП № 5316 от 28.12.2017

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Варианты схемы подключения	Основание для включения в расчётную модель
36.	ЗАО «Инкомстрой»	Комплекс высотных зданий «Гудермес-Сити 1», «Гудермес-Сити 2» в г. Гудермес	8,14	2019	ПС 110 кВ Гудермес-Сити (новая) с заходами ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126) и Гудермес-Тяговая – Аргунская ТЭЦ (Л-142)	ДТП №457/2016 от 01.12.2016
37.	Филиал НК «Роснефть» на территории Чеченской Республики	Нефтеперерабатывающий завод г. Грозный	19,4	2019	ПС 110 кВ НПЗ (новая) (отпайками от ВЛ 110 кВ Л-136 и Л-137)	ДТП № 266/2011-НЭ от 06.06.2011
38.	ООО «Чечентеплица»	Тепличный комплекс «Вайлат»	1	2019	Аргунская ТЭЦ	ДТП №327/2017-ЧЭ от 25.07.2017
39.	АО «Курорты Северного Кавказа»	Стройплощадка – <i>(временное ТП на период строительства ПС 110 кВ для всесезонного горнолыжного курорта «Ведучи»)</i>	0,5	2019	ПС 110 кВ Шали (ПС 35 кВ Ведено)	ДТП №165/2018 от 13.03.2018
40.	Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики	Горнолыжный курорт «Ведучи» в Итум-Калинском районе ЧР	10,0 14,0	2019, 2020	ПС 110 кВ Ведучи (новая) (с ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи и ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи)	ДТП №337/2016 от 26.08.2016
41.	ООО «Каусар»	Парково-рекреационная зона р. Сунжа г.Грозный	10,0	2020	ПС 110 кВ Грозный Сити (новая) с подключением отпайками к ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115)	ДТП №304/2016 от 25.07.2016
42.	ООО «Грозный Молл»	Торгово-развлекательный центр Грозный Молл	10,0	2020	ПС 110 кВ Грозный Сити (новая) с	ДТП №231/2016 от 09.06.2016

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность нагрузки, МВт (ЗМ)	Заявленные сроки ввода по годам (этапам)	Варианты схемы подключения	Основание для включения в расчётную модель
					подключением отпайками к ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115)	
43.	ООО «Многофункциональный комплекс «Ахмат Тауэр»	Многофункциональный комплекс «Ахмат Тауэр», г. Грозный	16,0	2020	ПС 110 кВ Грозный - Сити (новая) с подключением отпайками к ЛЭП 110 кВ Грозный – Южная (Л-114, Л-115)	ДТП №232/2016 от 09.06.2015
44.	ООО «Инком-Альянс»	Цветомузыкальный фонтан г.Грозный	6,5	2020	ПС 110 кВ Черноречье	ДТП №447/2016 от 21.11.2016
45.	Министерство образования и науки ЧР	СОШ на 1224 места г. Грозный, пос. Черноречье	0,75	2021	ПС 110 кВ Черноречье	ДТП № 328/2017-ЧЭ от 25.07.2017
46.	ООО «Спектор-ИС»	Жилой дом «Площадь Минутка»	0,96	2021	ПС 110 кВ Южная	ДТП №405/2017 от 15.09.2017
47.	ООО «Шали-сити»	Комплекс высотных зданий «Шали-Сити»	4,1	2022	ПС 110 кВ Шали	ДТП №58/2018 от 25.01.2018
48.	ЧРБОО «Гордость Чечни»	Центральная мечеть г. Шали имени Р.А. Кадырова	1,386	2022	ПС 110 кВ Шали	ДТП №03/2018 от 11.01.2018
49.	ООО «Юг-Строй»	16-этажный жилой комплекс г. Грозный, ул. Шерипова, 68а	1,364	2022	ПС 110 кВ Южная	ДТП №88/2018 от 31.01.2018

**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	ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ставропольский край	1701	1717	1760	1779	1800	1819
Карачаево-Черкесская Республика	227	228	229	232	234	236
Кабардино-Балкарская Республика	308	311	315	317	320	323
Республика Северная Осетия - Алания	411	414	417	419	421	423
Республика Ингушетия	143	145	147	149	151	154
Республика Дагестан	1294	1305	1317	1330	1344	1358

1.2. Летний максимум нагрузок:

Субъект РФ	ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ПЕРИОД					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ставропольский край	1497	1494	1531	1548	1566	1583
Карачаево-Черкесская Республика	163	164	165	167	168	170
Кабардино-Балкарская Республика	225	227	230	231	234	236
Республика Северная Осетия - Алания	267	269	271	272	274	275
Республика Ингушетия	110	112	113	115	116	119
Республика Дагестан	886	894	902	911	921	930

2. Объекты перспективного строительства (реконструкции):

Ставропольский край				
<i>Ввода объектов генерации:</i>				
Наименование станции	Уст.мощность, МВт	Год ввода	Источники информации	Примечание
Барсучковская МГЭС	5,13	2018	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство (присоединение к сети по ЛЭП 35 кВ к резервной ячейке РУ-35 кВ ГЭС-4)
Старомарьевская солнечная электростанция	50 +25 + 10 + 15	2019	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство (присоединение заходами ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром (Л-140))
Ветропарк-19	32	2020	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
Ветропарк-20	32	2020	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
Кочубеевская ВЭС	160	2020	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
Солнечнодольская ВЭС	100	2020	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
Светлоградская ВЭС	40	2021	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
Ипатовская ВЭС	40	2022	Проект Схемы и программы развития ЭЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
Просьянская МГЭС	7	2021	ТУ на ТП №662р от 06.02.2017, ДТП №219/2017 от 23.05.2017	Новое строительство (присоединение к сети по ЛЭП 35 кВ, присоединяемой отпайкой к ВЛ 35 кВ Просьянка – Высоцкая (ЦП ПС 110 кВ Гофицкая))
Горько-Балковская МГЭС	9	2021	ТУ на ТП №612р от 02.09.2016, ДТП №263/2017 от 16.06.2017	Новое строительство (присоединение к сети по ЛЭП 35 кВ, присоединяемой

					отпайкой к ВЛ 35 кВ Терская - Кара-Тюбе (ЦП ПС 110 кВ Терская)
Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:					
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации	Примечание
ПС 110 кВ Интер-Юг	40	1	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 10.11.2014 ДТП №455/ТП-М5 от 22.06.2015	Новое строительство (с ВЛ 110 кВ к ПС 330 кВ Ставрополь)
РУ-110 кВ Старомарьевской СЭС	80	2	2019	СВМ Старомарьевской солнечной электростанции (строительство согласно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.)	Новое строительство (с заходами ВЛ 110 кВ Ставрополь - Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром (Л-140))
ПС 500 кВ Невинномысск	125	2	2020	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Реконструкция для обеспечения технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Невинномысск
ПС 110 кВ Кристальная	63	2	2020	ТУ на ТП РИТ-парка в г. Невинномысске к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.01.2012 с изм. от 12.05.2012 (ДТП 206/ТП-М5 от 03.09.2012) / согласно ПД по титулу «Реконструкция ПС 500 кВ Невинномысск и строительство объектов (ПС 110 кВ и ЛЭП 110 кВ) для электроснабжения промышленного парка г. Невинномысск»	Новое строительство с ЛЭП 110 кВ от ПС 500 кВ Невинномысск для обеспечения технологического присоединения РИТ-парка в районе г. Невинномысск
ПС 110 кВ Стальная	63	2	2020		
ПС 110 кВ Цинковая	63	2	2020		
ПС 110 кВ Цветочная	63	2	2020		
ПС 110 кВ Аэропорт (Михайловск) (перевод ПС 35 кВ Аэропорт на 110 кВ)	25	2	2020	ИП ПАО «МРСК СК» на 2016-2022 гг.	Реконструкция ПС 35 кВ Аэропорт с переводом на 110 кВ (с заходами ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс с отпайкой на ПС

					Птицепром (Л-140)
ПС 330 Солнечный дар	80	1	2019	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг. / ТУ на ТП к сетям ФСК ЕЭС от 31.12.2015, ДТП №477/ТП-М5 от 12.02.2016	Установка Т-2
ПС 110 кВ Ефимовская	16	1	2018	ТУ на ТП «Солнечный Кисловодск» к сетям ФСК ЕЭС от 01.11.2017 ДТП №533/ТП-М5 от 14.11.2017	Новое строительство (присоединение по ЛЭП 110 кВ к ПС 330 кВ Ильенко)
ПС 110 кВ Луч	16	2	2018	ТУ на ТП №669р Агрокомплекс от 21.03.2017 ДТП № 381/2017 от 28.08.2017	Новое строительство (присоединением отпайкой к ВЛ 110 кВ Солуно-Дмитриевская – Кинжал (Л-3))

Ввода ЛЭП:

Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 110 кВ Ставрополь – Интер-Юг	110	3,5	АС-150	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 10.11.2014 ДТП №455/ТП-М5 от 22.06.2015	Новое строительство
ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (Алания)	500	265	3*АС-300	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство.
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Ставрополь	110	3,31	АС-185	2019	СВМ Старомарьевской солнечной электростанции (строительство Старомарьевской СЭС согласно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.) / ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа»	Заходы ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром (Л-140) на Старомарьевскую СЭС с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром	110	21,21	АС-185	2019		
ВЛ 110 кВ Невинномысск – Кристальная	110	11,3	АС-240	2020	ТУ на ТП РИТ-парка в г. Невинномыске к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.01.2012 с изм. от 12.05.2012 (ДТП 206/ТП-М5 от 03.09.2012) / согласно ПД по титулу «Реконструкция ПС 500 кВ Невинномысск и строительство объектов (ПС 110 кВ и ЛЭП 110 кВ) для электроснабжения индустриального парка г. Невинномысск»	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Кристальная – Стальная	110	0,1	АС-240	2020		Новое строительство
ВЛ 110 кВ	110	9,2	АС-240	2020		Новое строительство

Невинномысск – Стальная						
ВЛ 110 кВ Невинномысск – Цветочная	110	12,8	АС-240	2020		Новое строительство
ВЛ 110 кВ Цветочная – Цинковая	110	0,2	АС-240	2020		Новое строительство
ВЛ 110 кВ Невинномысск – Цинковая	110	11,8	АС-240	2020		Новое строительство
ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Аэропорт (Михайловск)	110	17,61 (заход 4 км)	АС-185	2020	ИП ПАО «МРСК СК» на 2016-2022 гг. / (ТУ на ТП №681 от 31.03.2017, ДТП №2170-2017 от 27.04.2017)	Заходы 4 км ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром (Л-140) на реконструируемую ПС 35 кВ Аэропорт с переводом на 110 кВ с образованием 2-х новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Аэропорт (Михайловск) – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром	110	13,5 (заход 4 км)	АС-185	2020		
ВЛ 110 кВ Ильенко – Ефимовская	110	17,2	АС-95	2018	ТУ на ТП «Солнечный Кисловодск» к сетям ФСК ЕЭС от 01.11.2017 ДТП №533/ТП-М5 от 14.11.2017	Новое строительство
Отпайка на ПС 110 кВ Луч от ВЛ 110 кВ Солуно-Дмитриевская – Кинжал (Л-3)	110	0,1	АС-150	2018	ТУ на ТП №669р Агрокомплекс от 21.03.2017 ДТП № 381/2017 от 28.08.2017	Новое строительство отпайки к ВЛ 110 кВ Солуно-Дмитриевская – Кинжал (Л-3)

Карачаево-Черкесская Республика

Ввода объектов генерации:

Наименование станции	Уст.мощность, МВт	Год ввода	Источники информации	Примечание
Усть-Джегутинская МГЭС	5,6	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство (присоединение к ПС 110 кВ Головная)
Красногорская МГЭС-1	24,9	2021	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство (присоединение КВЛ 110 кВ к РУ-110 кВ

Красногорская МГЭС-2	24,9	2022	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.			Зеленчукской ГАЭС) Новое строительство (присоединение КВЛ 110 кВ к РУ-110 кВ Зеленчукской ГАЭС)	
Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:							
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации		Примечание	
Красногорская МГЭС-1	63	1	2021	СВМ Красногорской МГЭС-1 и Красногорской МГЭС-2		Новое строительство (присоединение КВЛ 110 кВ к РУ-110 кВ Зеленчукской ГАЭС)	
Красногорская МГЭС-2	63	1	2022	СВМ Красногорской МГЭС-1 и Красногорской МГЭС-2		Новое строительство (присоединение КВЛ 110 кВ к РУ-110 кВ Зеленчукской ГАЭС)	
Ввода ЛЭП:							
Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации		Примечание
КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1	110	4	АС-120	2021	СВМ Красногорской МГЭС-1 и Красногорской МГЭС-2		Новое строительство
КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2	110	4	АС-120	2022	СВМ Красногорской МГЭС-1 и Красногорской МГЭС-2		Новое строительство
Кабардино-Балкарская Республика							
Ввода объектов генерации:							
Наименование станции	Уст.мощность, МВт	Год ввода	Источники информации			Примечание	
Верхнебалкарская МГЭС	10	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.			Новое строительство (присоединение по	

						ЛЭП 35 кВ к ПС 110 кВ Кашхатау)	
Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:							
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации		Примечание	
ПС 110 кВ Каббалкгипс	10	1	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» 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 Этана	16	2	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» 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 330 кВ Прохладная-2	200	2	2022	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.		Замена АТ 2х125 МВА	
Ввода ЛЭП:							
Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации		Примечание
ВЛ 330 кВ Моздок (Алания) – Прохладная-2	330	63,7	2*АС-300	2018	ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок» (ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок - согласно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.)		Заходы ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок на ПС 500 кВ Алания (Моздок) с образованием 2-х новых ВЛ 330 кВ
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	330	137,4	2*АС-300	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг./ ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.12.2015 / СВМ Зарамагской ГЭС-1		Заходы (2х30 км) ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 с образованием 2-х новых ЛЭП
Отпайка на ПС 110кВ Каббалкгипс от	110	0,05 (отпайка)	АС-120	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 16.06.2011 ДТП № 528/2011 от 16.09.2011		Строительство отпайки на ПС 110 кВ

ВЛ 110 кВ Баксан-330 – ЦРУ (Л-174)						Каббалкгипс от ЛЭП 110 кВ Баксан-330 – ЦРУ (Л-174)
Отпайка на ПС 110кВ Этана от ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская (Л-85)	110	1,25 (отпайка)	АС-150	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 26.03.2012 ДТП № 233/2012 от 16.07.2012	Строительство отпак на ПС 110 кВ Этана от двух ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская (Л-85) и Прохладная Тяговая – Майская (Л-186)
Отпайка на ПС 110кВ Этана от ВЛ 110 кВ Прохладная Тяговая – Майская (Л-186)	110	1,25 (отпайка)	АС-150	2018		

Республика Северная Осетия-Алания

Ввода объектов генерации:

Наименование станции	Уст.мощность, МВт	Год ввода	Источники информации	Примечание
Зарамагская ГЭС-1	346 (2x173)	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг. (342 МВт) / ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.12.2015 (346 МВт)	Новое строительство (присоединение по схеме "заход - выход" ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2)
Эзминская ГЭС (1 г/а)	49,5 (в том числе существующая 45)	2023	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг. (модернизация)	Модернизация 1 г/а (19,5 (в т.ч. существующая 15)

Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:

Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации	Примечание
ПС 110 кВ Северный Портал	10	2	2018	ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016 - 2020 годы	Комплексная реконструкция с установкой Т-2 + замена Т-1 -6,3 МВА на новый 10 МВА
ПС 110 кВ Мамисон	25	2	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 09.10.2015 (с изменениями) ДТП № 500/2009 от 05.11.2009	Новое строительство (с 2-х цепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Зарамаг)

ПС 500 кВ Моздок (Алания)	501 (167x3)	1	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок»	
РУ-330 кВ Зарамагской ГЭС-1	230	2	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.12.2015 / СВМ Зарамагской ГЭС-1 (строительство Зарамагской ГЭС-1 согласно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.)	Новое строительство	
Ввода ЛЭП:						
Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность, км	Марка и сечение провода /кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 110 кВ Зарамаг – Мамисон (1 и 2 ц.)	110	2x17	АС-150	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 09.10.2015 (с изменениями) 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	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.2011 с изм. ДТП №248/ТП-М5	Новое строительство. (от новой ПС 110 кВ Назрань-2 в РИ)
ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная	110	25	АС-185	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 07.11.2014 с изм. ДТП от 28.07.2015	Новое строительство (строительство отпайки от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) до ПС 110 кВ Вознесенская-3 - в 2019 г. (2 этап ТУ). Перезавод построенной ЛЭП 110 кВ в новую линейную ячейку в ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Предмостная - после 2021 г. (3 этап ТУ)
ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (Алания)	500	265	3*АС-300	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство.
ВЛ 330 кВ Моздок (Алания) – Артём	330	272,5	2*АС-300	2018	ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок» (строительство ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС	Заходы ВЛ 330 кВ Моздок – Артём на

ВЛ 330 кВ Моздок (Алания) – Моздок (1ц)	330	2,5	2*АС-300	2018	500 кВ Моздок - согласно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.)	ПС 500 кВ Моздок (Алания) с образованием 2-х новых ВЛ 330 кВ
ВЛ 330 кВ Моздок (Алания) – Прохладная-2	330	63,7	2*АС-300	2018	ПД по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок» (строительство ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок - согласно проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.)	Заходы ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок на ПС 500 кВ Моздок (Алания) с образованием 2-х новых ВЛ 330 кВ
ВЛ 330 кВ Моздок (Алания) – Моздок (2ц)	330	5	2*АС-300	2018		
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	330	137,4	2*АС-300	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг./ ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.12.2015 / СВМ Зарамагской ГЭС-1	Заходы (2х30 км) ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 с образованием 2-х новых ЛЭП
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	330	80,9	2*АС-300	2018		
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Магас	110	17,7	АС-300	2018	ТУ №586 от 17.06.2016 к сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», ДТП №307/2016 от 28.07.2016	Присоединение по схеме «заход – выход» от ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 –Плиево (Л-203) с образованием двух новых ВЛ

Ввода ИРМ/ШР:

Наименование объекта	Ном. U, кВ	Q (Уном), МВАр	Год ввода	Источники информации	Примечание
ПС 500 кВ Моздок (Алания)	500	180	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	УШР по титулу «ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок»
ПС 330 кВ Владикавказ-2	10	50х2	2018	ПД по инвестиционному проекту «Реконструкция и техническое перевооружение ПС 330 кВ Владикавказ-2. Корректировка»	Установка двух статических тиристорных компенсаторов СТК 10 кВ 50 МВАр

Республика Ингушетия

Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:							
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации		Примечание	
ПС 110 кВ Назрань-2	25	2	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.2011 с изм. ДТП №248/ТП-М5		Новое строительство (с ВЛ к ПС 330 кВ Владикавказ-2)	
ПС 110 кВ Вознесенская-3	16	2	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» 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 Предместная)	
ПС 110 кВ Али-Юрт	16	2	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.10.2014 ДТП от 11.11.2014		Новое строительство (с ВЛ к ПС 110 кВ Магас)	
ПС 110 кВ Галашки	16	2	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» 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	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 05.12.2014 ДТП от 26.12.2014		Новое строительство (с ВЛ к ПС 110 кВ Магас)	
ПС 110 кВ Плиево Новая	40	2	2018, 2019	ИП ПАО «МРСК СК» на 2016-2022 гг.		По существующей схеме привязки ПС 110 кВ Плиево к сети 110 кВ (дополнительно перезавод ВЛ 110 кВ: - 0,89 км; - 8,38 км)	
Ввода ЛЭП:							
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	2х20	АСК-240/32	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.2011 с изм. ДТП №248/ТП-М5		Новое строительство
ВЛ 110 кВ	110	6,4	АС-120	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 07.11.2014 с изм. ДТП		Новое строительство

Вознесеновская-2 – Вознесеновская-3					от 28.07.2015	
ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Малгобек-3	110	15,6	АС-120	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 07.11.2014 с изм. ДТП от 28.07.2015	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная	110	25	АС-185	2019	ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» от 07.11.2014 с изм. ДТП от 28.07.2015	Новое строительство (строительство отпайки от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) до ПС 110 кВ Вознесеновская-3 - в 2019 г.(2 этап ТУ). Перезавод построенной ЛЭП 110 кВ в новую линейную ячейку в ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Предмостная - после 2021 г. (3 этап ТУ)
ВЛ 110 кВ Магас – Али-Юрт	110	4,5	АС-120	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.10.2014 ДТП от 11.11.2014	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Али-Юрт – Галашки	110	28	АС-120	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.2014 ДТП от 06.11.2014	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Магас – Аби-Гув	110	4,5	АС-120	2018	ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 05.12.2014 ДТП от 26.12.2014	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	110	75	АС-240 (не менее)	декабрь 2019	СВМ Грозненской ТЭС / ТУ №722р от 08.08.2017 (ДТП №155/2018 от 28.02.2018)-на ТП Грозненской ТЭС к сетям АО «Чеченэнерго»	Строительство новой ВЛ.
ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Магас	110	17,7	АС-300	2018	ТУ №586 от 17.06.2016 к сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», ДТП №307/2016 от 28.07.2016	Присоединение по схеме «заход – выход» от ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) с образованием двух новых ВЛ
ВЛ 110 кВ Плиево – Магас	110	3 16	АС-300 АС-150	2018		
Республика Дагестан						
Ввода объектов генерации:						

Наименование станции	Уст. мощность, МВт	Год ввода	Источники информации			Примечание
СЭС «Хунзах-1»	5 (с.а.)	2018	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.			Новое строительство (присоединение к ПС 110 кВ Хунзах)
Ввода ПС, трансформаторов (автотрансформаторов) ПС:						
Наименование ПС	Мощность, МВА	Кол-во тр-ров	Год ввода	Источники информации		Примечание
ПС 330 кВ Артём	125	1	2020	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.		Установка второго АТ
ПС 330 кВ Дербент	200	2	2019	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.		Замена АТ-1, АТ-2 по 125 МВА на 2х200 МВА
Ввода ЛЭП:						
Наименование ЛЭП	Ном. U, кВ	Протяженность	Марка и сечение провода/кабеля	Год ввода	Источники информации	Примечание
ВЛ 330 кВ Артём – Дербент	330	175	2*АС-300	2019	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт	330	73,8	2*АС-300	2022	Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 - 2024 гг.	Новое строительство
ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167)	110	17,32	АСК-240	2021	ИП ПАО «МРСК СК» на 2016-2022 гг.	Замена провода АС-150 на АСК-240

Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики

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	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,18	1,15	1,08
	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:

Таблица 3.2

Наименование ПС	Диспетчерское наименование АТ	Номинальная мощность, МВА	Год выпуска	Система охлаждения ²	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	
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	1,60	
											1 мин.	1,60	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	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	1,50	1,40	1,35	1,30	
											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	
ПС 330 кВ Грозный	АТ-2	125	2008	ДЦ	330	115	10,5	219	628	2749	20 сек.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	
											1 мин.	1,60	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	1,60
											10 мин.	1,60	1,60	1,60	1,60	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
											20 мин.	1,60	1,60	1,50	1,50	1,50	1,40	1,35	1,30	
											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	
											ПС 330 кВ Грозный	АТ-3	125	2011	ДЦ	330	115	10,5	219	628
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	1,50	1,40	1,35	1,30												
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												

Допустимые токовые нагрузки ЛЭП 330 кВ

Таблица 3.3

Диспетчерское наименование ЛЭП	Марка и сечение провода		Длит. доп. ток провода (ошиновки) при +25°С, А	Номинальный ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ВЛ при град. С, А									
	ВЛ	Ошиновка/ (Система шин)		Выключатель	Разъ- тель	Загради- тель	ТТ	Аварийно-допустимый ток ВЛ при град. С, А									
								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	2АС-300/39	2АС-300/39	1420	3000	3150	2000	2000	1832	1761	1704	1633	1576	1491	1420	1335	1250	1150
Грозный	2АС-300/39	2АС-300/39		2*3150	3150	2000	2000	2000	2000	2000	1960	1891	1789	1704	1602	1500	1380
Грозный	2АС-300/39	2АСО-300	1420	2*3150	3150	2000	2000	1832	1761	1704	1633	1576	1491	1420	1335	1250	1150
Чирюрт		2АС-300		2*3150	3150	2000	2*2000	2000	2000	2000	1960	1891	1789	1704	1602	1500	1380

Допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования 110 кВ

Таблица 3.4

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°С), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А									
						(длительно допустимый /				Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А									
						аварийно-допустимый,				Температура окружающей среды, °С									
						время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С
						Выкл-ль				Раз-ль	ВЧЗ	ТТ	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ВЛ 110 кВ Плиево	Л-102	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

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А													
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А													
											Температура окружающей среды, °С													
											(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С
		ЛЭП	Ошиновка			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					
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21				
Самашки			АС-185	АС-185			2500	630	нет	нет	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495				
							2500 -	630 -	нет -	нет -														
ВЛ 110 кВ Самашки ГРП-110	Л-103	АС-185	АС-185	АС-185	510		2500	630	630	нет	500	500	500	500	500	500	500	500	479	448	413			
							2500 -	630 -	630 -	нет -														
			АС-185	АС-400		590	2000	1000	630	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	495
							2000 -	1000 -	630 -	500 -														
ВЛ 110 кВ Северная ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник	Л-109	АС-150	АС-185	d=50	445		1250	1000	630	н/д	500	500	500	500	493	467	445	418	391	360				
							1250 -	1000 -	630 -	н/д -														
			АС-185	АС-400		500	2000	1000	630	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	469	432	
							2000 -	1000 -	630 -	500 -														
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		500	2000	1000	нет	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	495

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. 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								
	время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81								
ЛЭП	Ошиновка	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			
						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	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	630	612	575	538	495
						2500	-	1000	-	630	-	нет	-									
ВЛ 110 кВ Моздок Ищерская	Л-120	АС-185	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	-								
		АС-185	АС-185			2500	1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495
						2500	-	1000	-	нет	-	600	-									

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А												
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А												
											Температура окружающей среды, °С												
		ЛЭ П	Ошиновк а					-5°С и ниже	0° С	+5° С	+10° С	+15° С	+20° С	+25° С	+30° С	+35° С	+40° С						
								аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)															
				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										
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		АС-185	АС-185	2АС-186			600	630	600	1000	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413			
							700 Д	630 -	630 Д	1000 -													
			АС-185	АС-185			2500	1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495
							2500 -	1000 -	нет -	600 -													
ВЛ 110 кВ Ищерская Плиево	Л-121	АС-95	АС-185	АС-185	330		1250	630	нет	600	425	409	396	379	366	346	330	310	290	267			
							1250 -	630 -	нет -	600 -													
		АС-95	МГ-95+МГ-70	600			600	600	630	510	491	475	455	439	415	396	372	348	320				
				600 -			600 -	600 -	630 -														
ВЛ 110 кВ Ищерская Плиево с отпайкой на ПС Слепцовская -110 (Л-122)	Л-122	АС-95	АС-185	АС-185	330		2000	1000	нет	600	425	409	396	379	366	346	330	310	290	267			
							2000 -	1000 -	нет -	600 -													
		АС-95	МГ-95+70	600			1000	600	630	510	491	475	455	439	415	396	372	348	320				
				600 -			1000 -	600 -	630 -														
ВЛ 110 Затеречная	Л-123	АС-95	АС-95	АС-120	330	400	1250	1000	630	320	320	320	320	320	320	320	320	310	290	267			

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. 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	
ЛЭ П		Ошиновк а		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	
кВ	Ищерская I цепь с отпайками		АС-185	АС-185	330	500	1250	-	1000	-	630	-	360	60							
							3150		630		нет		600		360	360	360	360	360	360	360
кВ	Затеречная Ищерская II цепь с отпайками	Л-124	АС-95	АС-120	330	400	1250		1000		нет		600								
							1250	-	1000	-	нет	-	600	-	400	400	396	379	366	346	330
кВ	Грозный Аргунская ТЭЦ	Л-125	АС-120	2АС-300	380	500	1250		630		нет		600								
							1250	-	630	-	нет	-	600	-	400	400	400	400	400	400	396
кВ	Гудермес	Л-126	АС-120	М-95	380		1000		2000		630		1000								
							1000	-	2000	-	660	Д	1000	-	490	471	456	437	421	399	380
кВ	Гудермес	Л-126	АС-120	М-95	380		2500		1000		630		600								
							2500	-	1000	-	630	-	600	-	588	565	547	524	506	478	456
кВ	Гудермес	Л-126	АС-120	М-95	380		нет		630		630		нет								
							нет	-	630	-	630	-	нет	-	490	471	456	437	421	399	380

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А									
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А									
											Температура окружающей среды, °С									
											(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С
		ЛЭП	Ошиновка			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	
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Гудермес-Тяговая			АС-185	АС-185			2500	1000	630	630	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369
							2500 -	1000 -	630 -	630 -										
ВЛ 110 кВ Гудермес Ойсунгур	Л-127	АС-150	М-95	М-95	415		нет	630	630	нет	535	514	498	477	460	435	415	390	365	336
							нет -	630 -	630 -	нет -										
			АС-185	АС-185			1250	630	630	630	630	617	597	572	552	522	498	468	438	403
							1250 -	630 -	630 -	630 -										
ВЛ 110 кВ Ярык-Су Ойсунгур	Л-128	АС-120	АС-150	АС-300	380		2000	1000	нет	600	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307
							2000 -	1000 -	нет -	600 -										
			АС-185	АС-185			1250	1000	нет	630	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369
							1250 -	1000 -	нет -	630 -										
ВЛ 110 кВ Моздок Ищерская	Л-129	АС-185	АС-185	2АС-185	510		2500	1000	630	630	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413
							2500 -	1000 -	630 -	630 -										
			АС-185	АС-185			2500	1000	630	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495
							2500 -	1000 -	630 -	600 -										

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. 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											
	время допустимой перегрузки, мин.)				1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81											
ЛЭП	Ошиновка	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						
						2500	-	1000	-	630	-	600	-												
ВЛ 110 кВ Ищерская Наурская	Л-130	АС-150	АС-185	АС-185	450	1250		630		630		600		580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		
		АС-150	АС-150	АС-150		2500		630		630		600		600		600	600	600	600	599	567	540	507	475	437
ВЛ 110 кВ Грозный ГРП-110	Л-136	АС-150	АС-185	2АС-300	450	1000		2000		630		1000		500	500	500	500	499	472	450	423	396	364		
		АС-185	АС-185	АС-300		2000		1000		нет		500		500		500	500	500	500	500	500	500	500	475	437
ВЛ 110 кВ Грозный Гудермес- Тяговая с отпайкой на ПС АКХП	Л-141	АС-150	АС-185	2АС-300	450	1000		2000		630		1000		580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		
		АС-185	АС-185	АС-185		1250		1000		630		600		600		600	600	600	600	599	567	540	507	475	437

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А										
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А										
											Температура окружающей среды, °С										
											(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°C и ниже	0° С	+5° С	+10° С	+15° С	+20° С	+25° С
		ЛЭ П	Ошиновк а			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		
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП	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 -												
		АС-185	АС-185			1250	1000	630	600	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369		
						1250 -	1000 -	630 -	600 -												
ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая Ойсунгур	Л-144	АС-185	АС-185	510		3150	1000	нет	600	600	600	600	586	566	535	510	479	448	413		
						3150 -	1000 -	нет -	600 -												
		АС-185	АС-185			3150	1000	нет	600	600	600	600	600	600	600	600	575	538	495		
						3150 -	1000 -	нет -	600 -												
ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая Шелковская	Л-146	АС-185	АС-185	445		630	1000	нет	630	550	550	534	511	493	467	445	418	391	360		
						630 -	1000 -	нет -	630 -												
		АС-150	d=50			3150	1000	нет	600	550	550	550	550	550	550	534	501	469	432		
						3150 -	1000 -	нет -	600 -												
ВЛ 110 Шелковская	Л-147	АС-150	АС-150	d=50	445		3150	1000	630	600	574	551	534	511	493	467	445	418	391	360	

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. 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				
ЛЭ П		Ошиновк а		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				
кВ	Каргалиновская		АС-150	d=50			3150	-	1000	-	630	-	600	-										
							2000		1000		630		630		600	600	600	600	592	560	534	501	469	432
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	-										
ВЛ 110 кВ	Акташ Гудермес-Тяговая	Л-149	АС-185	АС-240	АС-185	510	2000		1000		нет		630		600	600	600	600	599	567	540	507	475	437
							2000	-	1000	-	нет	-	630	-										
ВЛ 110 кВ	Шали	Л-160	АС-120	АС-185	380		1250		1250		нет		600		600	600	600	586	566	535	510	479	448	413
							1250	-	1250	-	нет	-	660	20										
ВЛ 110 кВ	Шали	Л-160	АС-120	АС-185	380		2500		1000		нет		600		660	660	660	660	660	642	612	575	538	495
							2500	-	1000	-	нет	-	660	20										
ВЛ 110 кВ	Шали	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	-										

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А										
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А										
										Температура окружающей среды, °С										
	ЛЭ П	Ошиновк а					(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0° С	+5° С	+10° С	+15° С	+20° С	+25° С	+30° С	+35° С	+40° С
				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			
				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
Цемзавод			АС-150	АС-185			1250	1000	нет	630	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369
							1250 -	1000 -	нет -	630 -										
ВЛ 110 кВ Грозный Цемзавод	Л-161	АС-185	АС-185	2АС-300	445		1000	1250	нет	1000	574	551	534	511	493	467	445	418	391	360
							1000 -	1250 -	нет -	1000 -										
			АС-150	АС-185			2000	1000	нет	600	600	600	600	600	592	560	534	501	469	432
							2000 -	1000 -	нет -	600 -										
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ Шали	Л-162	АС-120	АС-120	АС-120	380	500	2500	1000	нет	600	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307
							2500 -	1000 -	нет -	600 -										
			АС-120	АС-185			нет	600	нет	нет	500	500	500	500	500	478	456	428	401	369
							нет -	600 -	нет -	нет -										
ВЛ 110 кВ Ищерская Ищерская- Тяговая	Л-171	АС-150	АС-120	АС-185	380		1250	630	нет	нет	490	471	456	437	421	399	380	357	334	307
							1250 -	630 -	нет -	нет -										
			АС-185	АС-185			нет	1000	нет	нет	550	550	547	524	506	478	456	428	401	369
							нет -	1000 -	нет -	нет -										

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А										
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А										
											Температура окружающей среды, °С										
											(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С
		ЛЭП	Ошиновка			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		
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
							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	
							нет -	1000 -	нет -	нет -											
			АС-120	АС-120		нет	600	630	нет	500	500	500	500	500	478	456	428	401	369		
						нет -	600 -	630 -	нет -												
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	
							1250 -	630 -	нет -	600 -											
			АС-120	АС-120		нет	600	630	нет	588	565	547	524	506	478	456	428	401	369		
						нет -	600 -	630 -	нет -												
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	
							630 -	630 -	630 -	600 -											
			АС-150	АС-150		3150	1000	630	600	525	525	525	525	525	525	525	507	475	437		
						3150 -	1000 -	630 -	600 -												

Линия электропередачи		Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ ошиновки/ шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
											Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А											
											Температура окружающей среды, °С											
		ЛЭ П	Ошиновк а					(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С	
		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							
2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
ВЛ 110 кВ Терек-Тяговая Горячеисточнинская с отпайкой на ПС Червленая	Л-175	АС-185	АС-150	АС-150	450		3150	1000	630	600	580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		
							3150 -	1000 -	630 -	600 -												
		АС-150	АС-150			1000	1250	630	600	600	600	600	599	567	540	507	475	437				
						1000 -	1250 -	630 -	600 -													
ВЛ 110 кВ Горячеисточнинская Гудермес-Тяговая	Л-177	АС-185	АС-150	АС-150	450		1000	1000	нет	600	550	550	540	517	499	472	450	423	396	364		
							1000 -	1000 -	нет -	600 -												
		АС-185	АС-185	550		2500	1000	нет	600	550	550	550	550	550	540	507	475	437				
						2500 -	1000 -	нет -	600 -													
ВЛ 110 кВ ПС №84 ГРП-110	Л-182	АС-185	АС-185	АС-185	510		2500	1000	нет	600	500	500	500	500	500	500	500	479	448	413		
							2500 -	1000 -	нет -	600 -												
		АС-185	АС-400			2500	1000	нет	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	495	
						2500 -	1000 -	нет -	500 -													
ВЛ 110 Наурская	Л-185	АС-150	АС-185	АС-185	450		1250	630	нет	600	580	558	540	517	499	472	450	423	396	364		

Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Шины 110 кВ (марка провода или тип)	Длительно допустимый ток провода ЛЭП/ошиновки/шины (при +25°C), А	Доп. ток по усл. настр. РЗА	Допустимый ток оборудования, А				Длительно-допустимый ток ЛЭП при °С, А																
										Аварийно-допустимый ток ЛЭП при °С, А																
										Температура окружающей среды, °С																
					(длительно допустимый / аварийно-допустимый, время допустимой перегрузки, мин.)				-5°С и ниже	0°С	+5°С	+10°С	+15°С	+20°С	+25°С	+30°С	+35°С	+40°С								
	ЛЭП		Ошиновка					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					
							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						
кВ	ПС №84						1250	-	630	-	нет	-	600	-												
		АС-185	АС-185				2500		1000		нет		600		600	600	600	599	567	540	507	475	437			
ВЛ 110 кВ	Аргунская ТЭЦ Курчалой	-	АС-185	АС-120	450		2500		1000		нет		600		490	471	456	437	421	399	380	357	334	307		
							2500	-	1000	-	нет	-	630	-												
				АС-185		труба алюм. d-50		2500		1000		нет		600		588	565	547	524	506	478	456	428	401	369	
								2500	-	1000	-	нет	-	630	-											

Перечень по вводам (реконструкции) объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы для ликвидации «узких мест» в «базовом» варианте развития энергосистемы Чеченской Республики на период 2019-2023 гг.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
1.	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.	2019 г.	1) Превышение аварийно-допустимых токовых нагрузок ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Ярыксу (Л-128) в послеаварийных режимах. 2) Обеспечение возможности ТП новых потребителей в энергоузел ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Курчалой.
2.	АО «Чеченэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Ачхой-Мартан с переводом нагрузки потребителей с ПС 110 кВ Самашки, ПС 35 кВ Ачхой-Мартан и ПС 35 кВ Катыр-Юрт.	2019 г.	Обеспечение допустимой токовой загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Самашки, ПС 35 кВ Ачхой-Мартан, ПС 35 кВ Катыр-Юрт в нормальном и послеаварийных режимах в нормальной и ремонтных схемах. Обеспечение возможности ТП новых потребителей в энергоузел ПС 110 кВ Самашки.
3.	АО «Чеченэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Город с 2-х цепной ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114), ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115).	2019 г.	Обеспечение надежного электроснабжения потребителей г. Грозного в условиях технологического присоединения новых потребителей в соответствии с Перечнем энергоемких инвестиционных проектов, планируемых к строительству в г. Грозный по данным Министерства экономического, территориального развития и торговли ЧР.
4.	АО «Чеченэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с заменой провода АС-120 на провод большего сечения.	2020 г.	1) Превышение аварийно-допустимых токовых нагрузок ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) в послеаварийных режимах.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
				2) Обеспечение возможности технологического присоединения ВГК «Ведучи» (ПС 110 кВ Ведучи).
5.	АО «Чеченэнерго», собственник Аргунской ТЭЦ	Замена на Аргунской ТЭЦ провода шин 110 кВ и ошинок ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения	2020 г.	3) Обеспечение возможности ТП новых потребителей в энергоузел ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ АКХП, Аргунская ТЭЦ, ПС 110 кВ Курчалой.
6.	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга	Замена на ПС 330 кВ Грозный провода ошиновки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) АС-120 на провод большего сечения.	2020 г.	
7.	ПАО «ОГК-2»	Строительство Грозненской ТЭС в составе ГТУ-1, ГТУ-2 установленной (максимальной) мощностью 346,8 МВт (2 x 173,4 МВт) (по ДПМ – 360 МВт (2 x 180 МВт)) и РУ-110 кВ.	2019 г.	1) 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. 2) 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.
8.	АО «Чеченэнерго»	Сооружение двух ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь с сечением провода не менее 300 мм ² .	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
9.	ПАО «ОГК-2»	Сооружение участков ЛЭП 110 кВ от РУ 110 кВ Грозненской ТЭС до линейных порталов ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС –	2019 г.	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)
		ПС №84 с сечением провода не менее 185 мм ² , ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь с сечением провода не менее 300 мм ² , ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь с сечением провода не менее 300 мм ² , ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) с сечением провода не менее 150 мм ² , ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками с сечением провода не менее 185 мм ² в границах земельного участка Грозненской ТЭС.		
10.	АО «Чеченэнерго»	Перезавод ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 150 мм ² ориентировочной протяженностью 0,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник.	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
11.	АО «Чеченэнерго»	Перезавод ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 185 мм ² ориентировочной протяженностью 0,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками.	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
12.	АО «Чеченэнерго»	Перезавод ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
		(Л-182) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с сечением провода не менее 185 мм ² ориентировочной протяженностью 4,5 км с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84 .		параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
13.	АО «Чеченэнерго»	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, ошиновки) с номинальным током менее 800 А на оборудование с номинальным током не менее 800 А.	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
14.	ПАО «ОГК-2»	Сооружение участков ЛЭП 110 кВ от РУ 110 кВ Грозненской ТЭС до линейных порталов ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь с сечением провода не менее 185 мм ² , ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь с сечением провода не менее 185 мм ² и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево-Новая с сечением провода не менее 240 мм ² в границах земельного участка Грозненской ТЭС.	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
15.	АО «Чеченэнерго»	Сооружение двух ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС с сечением провода не менее 185 мм ² ориентировочной протяженностью 2 км в двухцепном	2019 г.	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)
		исполнении с присоединением отпайками 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.		
16.	АО «Чеченэнерго», ПАО «МРСК Северного Кавказа»	Сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево с сечением провода не менее 240 мм ² ориентировочной протяженностью 75 км.	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
17.	АО «Чеченэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», собственник Аргунской ТЭЦ	Комплекс технических мероприятий по РЗ, СА и ПА, СДТУ и АСДУ, предусмотренных СВМ Грозненской ТЭС на объектах электросетевого хозяйства на территории Чеченской Республики, в том числе обеспечивающих замыкание существующих разрывов: – на В-177 ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая; – на СМВ-110 ПС 110 кВ Северная.	2019 г.	СВМ Грозненской ТЭС. Обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима при выдаче мощности Грозненской ТЭС.
18.	АО «Чеченэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК Северного Кавказа»	1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с привязкой к сети 330 кВ по схеме «заход-выход» ВЛ 330 кВ Алания – Артем, к сети 110 кВ по схеме «заход-выход» двух ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Ойсунгур (Л-144) и ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Шелковская (Л-146). 2. Выполнение комплекса мероприятий по монтажу (реконструкции) устройств РЗ и ПА, обеспечивающих замыкание в транзит сети 110 кВ в соответствии с основными техническими решениями, принятыми по	2024 г.	1. Обеспечение параметров электроэнергетического режима в допустимых пределах в послеаварийных режимах в нормальной и ремонтных схемах сети 110 кВ Дагестанской энергосистемы и, как следствие, исключение погашения потребителей Чеченской энергосистемы действием ПА в данных режимах. 2. Обеспечение возможности ТП новых потребителей в энергоузел ПС 110 кВ Ойсунгур, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Курчалой.

№ п. п.	Субъект электроэнергетики, собственник	Наименование объекта ввода (реконструкции), мероприятие	Необходимые сроки реализации строительства (реконструкции)	Обоснование необходимости строительства (реконструкции)
		<p>титулу строительства «ПС 330 кВ Гудермес с заходами ВЛ 330 кВ» (ПС 330 кВ Сунжа).</p> <p>3. Замыкание в транзит северо-восточного энергорайона 110 кВ Чеченской Республики с центральным энергорайоном энергосистемы Чеченской Республики и сетью 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан.</p>		

ПРИЛОЖЕНИЕ №5 "Перечень мероприятий по реконструкции и новому строительству соответствующий актуальной редакции Программы повышения надёжности функционирования электросетевого комплекса Чеченской Республики"

№ пп	Мероприятия	Оборудование	Обоснование	Срок реализации	Затраты, млн.руб. с НДС *	в том числе ПИР, млн.руб. с НДС *	2018	2019	2020	2021	2022	2023	км.	MVA	Приоритет		
ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВОЗРУЖЕНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ																	
Реконструкция ПС 110 кВ																	
1	Реконструкция ПС 110/10 кВ Северная	Установка 2-х линейных ячеек 110 кВ Л-109, Л-112; Установка линейных защит на Л-109, Л-112; Замена существующих силовых трансформаторов 110 кВ Т-1 (25 МВА) и Т-2 (25 МВА) без увеличения установленной мощности; Реконструкция РУ 10кВ с заменой оборудования и установкой дополнительных ячеек Монтаж и наладка схемы АВВ (КНС, КС) на ВЛ-110 кВ; Установка регистратора аварийных событий РАС; Установка шкафа ШЭ 2607 093; Установка шкафа ШЭ 2607 019 2 комплекта; Установка шкафа ШЭ 2607 021 3 комплекта; Монтаж системы оперативного постоянного тока (СУОТ-220-50 (СБИ-220-50).	На ПС 110кВ Северная в настоящее время в работе два силовых трансформатора 110 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 25 МВА, которые снабжают электроэнергией центральную часть города Грозного, включая комплекс правительственных зданий и сооружений, а также министерств, ведомств и силовых структур; Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 г.: 19,1 МВт (22,5 МВА). При отключении одного из трансформаторов нагрузка останется в работе составит 90%. На сегодняшний день дефицит мощности на подстанции в режиме n-1 с учетом фактической максимальной нагрузки и с учетом заключенных договоров на технологического присоединения общей мощностью 16,25 МВт составляет 14,1 МВт (в частности заключен ДТП № 5087 от 30.11.2017 на объект Миндарица - Детская стоматологическая поликлиника №1 мощностью 1,2 МВт, ТУ №003/1574; Клиническая больница №1 мощностью 3,2 МВт, ТУ №003/1582) n-2 дефицита мощности от ПС 110кВ Северная нет возможности присоединения потребителей 2 и 1 категории, возможность резервирования от других питающих центров 35-110 кВ не существует). Существует ряд объектов с подстанциями, на которых нет возможности осуществления технологического присоединения в связи с отсутствием трансформаторной мощности. В частности, по присоединению вновь строящегося здания Апшарт Парламента ЧР на 1 МВт (завыла №3400 от 31.03.2017, ТУ №663 от 31.03.2017 г.) был выбран центр питания ПС 110кВ Холлопсайль, который территориально расположен значительно дальше, чем ПС 110кВ Северная. Имеется АКТ ПРОВЕРКИ КУ Ростехнадзора №03Бр ВП1.7И-11.3 от 03.10.2014 г. проведения внешней выездной проверки АО «Чеченэнерго» (пункты 753 по 767) и АКТ-ПРЕДПИСАНИЕ № Ю-376/13 ЦП (М) по результатам целевой проверки ВЛ-110 кВ Л-109 ПС «ГРП-110» ПС «Северная» АО «Чеченэнерго» от 20.11.13 г., в которых предписано проведение реконструкции подстанции с установкой фиксируемых приборов ИМФ-ЗР и микропроцессорных устройств АЧР. Также, реконструкция подстанции выдана необходимостью замыкания в транзит ВЛ-110 кВ Л-109 ПС ГРП-110 - ПС Северная и Л-112 ПС Восточная - ПС Северная с целью повышения надежности и качества электроснабжения потребителей центральной части г. Грозного. Реализация данного мероприятия обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей центральной части г. Грозного, позволит открыть питательный центр для технологического присоединения потребителей г. Грозного. Выполнение мероприятий по обеспечению замыкания транзита 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная - Восточная - Грозный, предусмотренного в рамках 2 этапа Схемы выдачи мощности Грозненской ТЭС в рамках ТУ от 08.08.2017 № 722р. Имеется Акт технического освидетельствования №28 от 21.08.2017.	2018	233,26	15,63	233,26									50,00	1
2	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Осеугур	Замена ОД и КЗ 110кВ Т-1 и Т-2 на выключатели 110 кВ - 2 шт. Установка ПИ-10кВ 1 СПД-10кВ; приобретение и монтаж оборудования РЗА; Монтаж источников реактивной мощности ИРМ 20 МВар; Сооружение ОПУ; Реконструкция РУ 6 кВ с заменой изношенного (отработавшего свой нормативный срок) оборудования. Установка дополнительных ячеек. Замена шкафов РЗА, установка шкафов ТМАСУ ТП, АИНСКУЗ; Установка ШОН-110 в комплексе со шкафами 3 комплектов на: ВЛ 110 кВ Гуцермес - Осеугур (Л-127); ВЛ 110 кВ Гуцермес-Татова - Осеугур (Л-144); ВЛ 110 кВ Ярысу - Осеугур (Л-128).	На ПС 110кВ Осеугур в настоящее время в работе 3 силовых трансформатора Т-1, Т-2 мощностью по 25 МВА каждый и Т-3 мощностью 16 МВА. Оборудование ОРУ - 110, оборудование ПРА, старое морально и физически изношенное и не соответствует техническим требованиям современного дня. Из-за механического износа ОД, КЗ 110кВ Т-1, Т-2 и отсутствия запасных частей, защиты трансформаторов выведены на выключатели питающих ВЛ-110кВ, что при работе защит Т-1 или Т-2 приводит к отключению всей ПС 110 кВ Осеугур. При этом обесточивается значительная часть населения Чеченской Республики 230-356 человек, 6 ПС 35 кВ, 98 населенных пунктов, 660 ТП 10кВ/04кВ. Также приводит к нарушению режима сети 110 кВ. Также в реконструкцию подстанции включены работы по установке ШОН-110кВ, согласно Письма Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-ИВ-19-476 от 06.03.2017 г. за период с начала 2015 года на подстанции произошло 2 технологических нарушения. Отсутствует выключатель в цепи силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 вызывает частые ложные срабатывания ОД и КЗ-110кВ, существенно снижает надежность работы всей ПС. Год ввода подстанции в эксплуатацию - 1968. Оборудование отработало 2 нормативных срока. Выполнение данного проекта обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей Гуцермесского, Курчаловского и Ножай - Юртювского районов ЧР. Предусматривается увеличение объемов реализации электроэнергии за счет повышения надежности электроснабжения. Существенные потери для энергосистемы произойдут в случае, если проект не будет реализован, объект находится в аварийном состоянии и не обеспечен надежными средствами защиты и автоматикой. Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-ИВ-19-476 от 06.03.2017 г. Имеется Акт технического освидетельствования №32 от 25.08.2017. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018-2019	375,80	25,18	112,74	263,06									1
3	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Шали	Замена 2-х трансформаторов 16 МВА на 40 МВА; Реконструкция оборудования ОРУ-110 кВ с установкой доп. 3-х выкл.; Реконструкция РЗА согласно внесенных предложений по реконструкции ПС.; Реконструкция РУ 10кВ с заменой оборудования и установкой дополнительных ячеек.	На ПС 110/35/10кВ Шали в настоящее время в работе два силовых трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 г.: 30,2 МВт. Вследствие возможной перегрузки при отключении одного из 2 трансформаторов - 222%. Возможности перевода нагрузок на другие центры питания по сети 10кВ отсутствуют. Подстанция работает в режиме перегруза, в фоне того, что нагрузки в районе увеличиваются, строятся новые объекты жилого и промышленного масштаба (Мечеть - г. Шали, комплекс Шали-Сити и др.). Помимо Шалинского района от данной подстанции запитан и весь Веденский район (Л-94 - ПС 35/10 Махкеты, Л-95 - ПС 35/10 Ведено). На сегодняшний день дефицит мощности на подстанции 110кВ Шали в режиме n-1 с учетом фактической максимальной нагрузки и с учетом поступивших заявок технологического присоединения общей мощностью 1,44 МВт составляет 18 МВт. В связи со сложившейся ситуацией по отсутствию трансформаторной мощности ряд объектов строящихся в городе Шали не имеют возможности осуществить технологическое присоединение. В частности комплекс высотных зданий Шали-Сити, Мечеть имени героя России, главы Чеченской Республики Рамзана Ахматовича Кадырова, с суммарной мощностью 5,7 МВт. Некоторые объекты выданы не в полную мощность и работают в режиме ограничения. Имеется АКТ-ПРЕДПИСАНИЕ № АП-СК-179/14 ЦП по результатам целевой проверки технического состояния и организации эксплуатации объектов РФ. Имеется Акт технического освидетельствования № 15 от 29.08.2017г. Реализация данного проекта обеспечит качественное электроснабжение потребителей Нурского района.	2018	269,27	18,04	269,27							80,00		1	
4	Реконструкция ПС 110/10 кВ Алатово	Замена ячейки ввода Т-1 в комплексе (ОД и КЗ на ВВ-110кВ) Реконструкция РУ 10кВ с заменой оборудования и установкой дополнительных ячеек	На ПС 110кВ Алатово в настоящее время в работе один силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА. Дефицит мощности на ПС 110кВ Алатово отсутствует. Однако оборудование ОРУ-110, КРУН-10 кВ, оборудование РЗА, старое, морально и физически изношенное и не соответствует техническим требованиям современного дня. Отсутствует выключатель в цепи силового трансформатора Т-1 вызывает частые ложные срабатывания ОД и КЗ-110кВ, что существенно снижает надежность работы всей ПС. Год ввода подстанции в эксплуатацию - 1973. Оборудование отработало 1,8 нормативных срока. Реализация данной программы соответствует мероприятиям по обеспечению ввода в работу ПС 330 кВ «Суэж» по проектной схеме и замыкания в транзит энергорайонов 110 кВ Чеченской Республики и сетей 110 кВ Чеченской Республики с энергосистемами соседних субъектов РФ. Имеется Акт технического освидетельствования № 15 от 29.08.2017г.	2018	68,24	4,57	68,24									1	
5	Реконструкция ПС 110 кВ Южная	Замена двух силовых трансформаторов Т-1 и Т-2, 2х16 на 2х40 МВА; Реконструкция РУ 10кВ с заменой изношенного (отработавшего свой нормативный срок) оборудования; Установка дополнительных ячеек	На ПС 110кВ Южная в настоящее время в работе два силовых трансформатора мощностью по 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 г.: 23,1 МВт (27 МВА). При отключении одного из трансформаторов нагрузка останется в работе составит 170%. Возможности перевода нагрузок на другие центры питания по сети 10кВ не имеются. На сегодняшний день дефицит мощности на подстанции в режиме n-1 с учетом фактической максимальной нагрузки и с учетом заключенных договоров на технологического присоединения общей мощностью 17,83 МВА составляет 28,83 МВА. В связи с этим необходимо произвести замену существующих трансформаторов 2х16 на 2х40МВА. Замена силовых трансформаторов предусматривается в рамках следующих ДТП: - 11 объектов Министерства здравоохранения Чеченской Республики по второй категории надежности суммарной мощностью 25,15 МВт: Медико-реабилитационный центр - 1,05 МВт ТУ №003/1597 ДТП №5095; Клиническая больница №4 - 3,2МВт ТУ № 003/1581 ДТП №5093; Клиническая больница №1 - 3,2МВт ТУ №003/1582 ДТП №5094; Центральная лаборатория - 3МВт ТУ №003/1578 ДТП №5090; Стоматологическая поликлиника №1 - 1,1МВт ТУ №003/1575 ДТП №5087; Республиканский наркологический диспансер - 2МВт ТУ №003/1577 ДТП №5089; Республиканская Клиническая Больница - 4,5МВт ТУ №003/1579 ДТП №5091; Поликлиника №4 г. Грозного - 1,4 МВт ТУ №003/1576 ДТП №5088; Лечебно-диагностический центр - 3 МВт ТУ №003/1580 ДТП №5092; Детская стоматологическая поликлиника №1 - 1,2 МВт ТУ № 003/1574 ДТП №5086; Бюро судебно-медицинской экспертизы - 1,5 МВт ТУ №003/1573 ДТП №5085 Имеется Акт технического освидетельствования № 33 от 29.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	223,99	10,71	223,99							80,00		1	
6	Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110	Замена в двух линейных ячейках ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 (1 линия) ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 (2 линия) разьединителей, выключателей, ВЧЗ, трансформаторов тока, ошиновки	Для обеспечения второго этапа Схемы выдачи мощности Грозненской ТЭС, в рамках ТУ от 08.08.2017 № 722р. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	89,56	5,26	89,56								1		
7	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная	Замена существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА каждый на силовые трансформаторы номиналом по 40 МВА Реконструкция РУ 10кВ с заменой изношенного (отработавшего свой нормативный срок) оборудования. Установка дополнительных ячеек.	На ПС 110кВ Восточная в настоящее время в работе два силовых трансформатора 110 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 25 МВА, которые снабжают электроэнергией потребителя города Грозного, включая ГБУ «Спортивный комплекс имени А.А.-Х. Кадырова» Алмат-Арена, водонасосная станция, которая снабжает водой восточную часть города, воинскую часть и поселок Канкала, котельные станции обеспечивающие теплом и горячей водой восточную часть города, объекты здравоохранения (Республиканская Туберкулезная больница, Республиканская клиническая больница имени И.Ш. Эвдеева, Республиканский онкологический диспансер, поликлиника), объекты образования и дошкольного образования, потребителей частного сектора поселка Старая Суэжа. Микрофон с населением 60 500 и др. Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 г.: 25,7 МВт (30 МВА). При отключении одного из трансформаторов нагрузка останется в работе составит 120%. Возможности перевода нагрузок на другие центры питания по сети 10кВ не имеются. Дефицит мощности на подстанции в режиме n-1 с учетом фактической максимальной нагрузки и с учетом заключенных договоров на технологического присоединения общей мощностью 8,05 МВт составляет 13 МВт. На сегодняшний день имеется ряд объектов с подстанциями заявками, на которых нет возможности осуществления технологического присоединения в связи с отсутствием трансформаторной мощности. Замена силовых трансформаторов предусматривается в рамках следующих ДТП: - 11 объектов Министерства здравоохранения Чеченской Республики по второй категории надежности суммарной мощностью 25,15 МВт: Медико-реабилитационный центр - 1,05 МВт ТУ №003/1597 ДТП №5095; Клиническая больница №4 - 3,2МВт ТУ № 003/1581 ДТП №5093; Клиническая больница №1 - 3,2МВт ТУ №003/1582 ДТП №5094; Центральная лаборатория - 3МВт ТУ №003/1578 ДТП №5090; Стоматологическая поликлиника №1 - 1,1МВт ТУ №003/1575 ДТП №5087; Республиканский наркологический диспансер - 2МВт ТУ №003/1577 ДТП №5089; Республиканская Клиническая Больница - 4,5МВт ТУ №003/1579 ДТП №5091; Поликлиника №4 г. Грозного - 1,4 МВт ТУ №003/1576 ДТП №5088; Лечебно-диагностический центр - 3 МВт ТУ №003/1580 ДТП №5092; Детская стоматологическая поликлиника №1 - 1,2 МВт ТУ № 003/1574 ДТП №5086; Бюро судебно-медицинской экспертизы - 1,5 МВт ТУ №003/1573 ДТП №5085 Имеется Акт технического освидетельствования № 33 от 29.08.2017г.	2018	224,15	11,14	224,15							80,00		1	
8	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Горчестинская	Реконструкция ПС с заменой оборудования 10кВ и восстановлением панелей защит. Реконструкция РУ 10кВ с заменой оборудования и установкой дополнительных ячеек.	На ПС 110кВ Горчестинская в настоящее время в работе два силовых трансформатора 110 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 25 МВА, которые снабжают электроэнергией объекты ОАО «рознефтегаз», а также населенные пункты Грозненского сельского района. На сегодняшний день дефицит мощности на подстанции отсутствует. Реконструкция подстанции выдана тем, что электротехническое оборудование и оборудование РЗА на подстанции - морально и физически устаревшее и не соответствует современным нормативно-техническим требованиям. Существенные потери для энергосистемы произойдут в случае, если проект не будет реализован, объект находится в аварийном состоянии и не обеспечен надежными средствами защиты и автоматикой. Реализация данной программы обеспечит качественное электроснабжение потребителей Шелковского и Грозненского районов, в том числе предприятий нефтяной и газовой промышленности ЧР. Имеется Акт технического освидетельствования № 21 от 29.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	178,41	12,13		178,41								2	
9	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Нурская	Замена ОД и КЗ-110 -2 шт. на выключатели 110 кВ, замена выключателей Л-174 МКП-110 кВ -1 шт., разьединители 110 кВ - 2 шт., замена КРУН-10 кВ 1 и 2 сеш. 18 ячеек с 10 линейными ячейками, монтаж и наладка схемы УРОВ, ДШ-110 кВ; Установка ШОН-110 в комплексе со шкафами 4-х стов на: ВЛ 110 кВ Нурская - ПС № 84 (Л-185)	На ПС 110кВ Нурская в настоящее время в работе два силовых трансформатора мощностью по 16 МВА каждый. Отсутствие выключателя в цепи силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 вызывает частые ложные срабатывания ОД и КЗ-110кВ, существенно снижает надежность работы всей ПС, из-за механического износа ОД, КЗ 110кВ Т-1, Т-2 и отсутствие запасных частей, защиты трансформаторов выведены на выключатели питающих ВЛ-110кВ, что при работе защит Т-1 или Т-2 приводит к отключению всей ПС 110 кВ Нурская, а также ПС 110 кВ Червленная, ПС 110 кВ Терек-Татова, ПС 110 кВ Горчестинская. При этом обесточивается население Чеченской Республики 79 041 человек, 1 ПС 35 кВ, 46 населенных пунктов, 412 ТП 10кВ/04кВ и объекты нефтяной и газовой промышленности и приводит к нарушению режима сети 110 кВ. Также в реконструкцию подстанции включены работы по установке ШОН-110кВ, согласно Письма Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-ИВ-19-476 от 06.03.2017 г., в системы планов годолада на проклад и оплещение системы контроля гололообразованием на ВЛ-110кВ ПС Нурская - ПС №84 (Л-185), согласно Письма Северокавказского РДУ об организации ПГ №Р51-61-ИВ-19-845 от 14.04.2017 г. Год ввода подстанции в эксплуатацию - 1964. Оборудование отработало 2 нормативных срока. Реализация данного проекта обеспечит качественное электроснабжение потребителей Грозненского, Грозненского и Нагтернского районов, в том числе предприятий нефтяной промышленности ЧР.	2019	192,84	13,11		192,84								2	
10	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Самашки	Расширение ОРУ-110 кВ с заменой оборудования. Реконструкция РУ 10кВ с заменой оборудования и установкой дополнительных ячеек.	Обеспечит качественное электроснабжение потребителей Ачхой-Мартановского района. Обеспечит надежность и качество электроснабжения потребителей и Ачхой-Мартановского и Урус-Мартановского районов. Имеется Акт технического освидетельствования № 37 от 16.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	143,38	9,75		143,38							2		
11	Реконструкция ПС 110 кВ Гуцермес-Татова	Замена МВ-110кВ на выключатель элеваторный выключатель ВЭВ-110 - 1 шт. Установка на ПС регистратора аварийных событий (АРУРА) Установка ШОН-110 в комплексе со шкафами 7-х стов на: ВЛ 110 кВ Гуцермес - Гуцермес-Татова (Л-144) ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ - Гуцермес-Татова с отпайкой на ПС АКХП (Л-142) ВЛ 110 кВ Гуцермес-Татова - Осеугур (Л-144) ВЛ 110 кВ Грозный - Гуцермес-Татова с отпайкой на ПС АКХП (Л-141) ВЛ 110 кВ Акташ - Гуцермес-Татова (Л-149) ВЛ 110 кВ Гуцермес-Татова - Шевковская (Л-146)	Необходимость замены устаревшего, морально и физически изношенного оборудования, приведения оборудования 110 кВ и оборудования релейной защиты и автоматики в соответствии с новыми нормативно-техническими требованиями. Объект безопасности обслуживания населения, надежность его работы, уменьшит недоотпуск электроэнергии потребителям, снизить издержки на ремонт и техническое обслуживание, повысится возможность подключения новых потребителей. Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-ИВ-19-476 от 06.03.2017 г. Имеется Акт технического освидетельствования № 38 от 10.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	51,14	3,48		51,14								2	
12	Реконструкция ПС 110кВ Октябрьская	Установка силового трансформатора Т-2 мощностью 16МВА; Организация заходов на ПС Октябрьская отпайкой от ВЛ 110 кВ ПС Г-330 - ПС ГРП-110 (Л-136, Л-137) и реконструкцией ОРУ 110 кВ. Реконструкция РУ 10кВ с заменой оборудования и установкой дополнительных ячеек.	На ПС 110кВ Октябрьская в настоящее время в работе только первая очередь с одним трансформатором 110 кВ Т-1 мощностью 16 МВА. По проектной схеме подстанция является 2-х трансформаторной. Последнее время подстанция была восстановлена лишь частично, в случае выхода из строя единственного трансформатора потребители данной подстанции будут без снабжения. От ПС 110кВ Октябрьская, снабжаются потребители Грозненского района ЧР (с. Пригородное, Гивало, Чечен-Аул, также ПС 35кВ Предгорья, ВКНС и Гойн-Корт-2). Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 г.: 9,8 МВт (11,5 МВА). В настоящее время резерв мощности на подстанции с учетом заключенных договоров на технологического присоединения общей мощностью 2,18 МВт составляет всего 1,58 МВт. Договор ТП от 28.12.2017 № 5316 в целях обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ИП Денисевича И.А.-М. максимальная мощность 0,95 МВт с обеспечением 1-й категории надежности электроснабжения, предусматривающий установку Т-2 мощностью 16 МВА на ПС 110 кВ Октябрьская. Реализация данного мероприятия обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей Грозненского района в соответствии с требованиями и, 27. подпункта "а" Постановления Правительства № 823 от 17.10.2009. Выполнение мероприятий соответствует п. 5.1. Положения ПАО "Россети" "О единой технической политике в электросетевом комплексе", утвержденным советом директоров	2019	70,93	4,82		70,93						16,00		2	
13	Реконструкция ПС 110кВ Горей	Замена трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА; (расширение на одну линейную ячейку 110 кВ, установка 1 выключателя 110 кВ) Установка дополнительно в КРУН-10кВ 8 линейных ячеек	На ПС 110кВ Горей в настоящее время в работе два силовых трансформатора мощностью по 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 г.: 26,2 МВт. При отключении одного из трансформаторов нагрузка останется в работе составит 124%. Возможности перевода нагрузок на другие центры питания по сети 10кВ не имеются. На сегодняшний день дефицит мощности на подстанции в режиме n-1 с учетом фактической максимальной нагрузки и с учетом заключенных договоров на технологического присоединения общей мощностью 3,302 МВт составляет 8,302 МВт. В связи с этим необходимо произвести замену существующих трансформаторов 2х25 на 2х40МВА. Имеется Акт технического освидетельствования № 31 от 23.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	266,47	18,12		266,47						80,00		2	

14	Реконструкция ПС 110 кВ Цемязвод	Замена существующих силовых трансформаторов 110 кВ Т-1 (25 МВА) и Т-2 (25 МВА) без увеличения установленной мощности; Реконструкция РУ 10кВ с заменой изношенного (сработавшего свой нормативный срок) оборудования. Установка дополнительных ячеек. Установка ШОН-110 в комплекте со шкафом 2 к-тов на: ВЛ 110 кВ Грозный – Цемязвод (Л-161) ВЛ 110 кВ Шала – Цемязвод (Л-160) (Строительство новой линейной ячейки для подключения ВЛ 110 Цемязвод- Ведун (ТУ на ТП №471р от 17.07.2015г) выполняется в рамках ИПР АО "Чеченэнерго"	На ПС 110кВ Цемязвод в настоящее время в работе два силовых трансформатора 110 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 25 МВА каждый с напряжением 6 кВ с низкой стороны. КРУН-6 кВ принадлежит ГУП "Чеченский цементный завод" и обеспечивает напряжением только оборудование цементзавода. Кроме того на подстанции имеются еще два трансформатора напряжением 35/10 кВ Т-3 мощностью 6,3 МВА и Т-4 мощностью 4 МВА, которые снабжают электроэнергией населенные пункты Шалинского района. Фактическая максимальная нагрузка в зимний режимный день 2016 года составила: 14,9 МВт. Поступивших заявок технологического присоединения общей мощностью 6,05 МВт, также имеется заявка (письмо №149 от 07.06.2017г.) на предоставление дополнительной мощности 5 МВт АО "Чеченцемент". Дефицит мощности на подстанции в режиме п-1 с учетом фактической максимальной нагрузки и с учетом заключенных договоров на технологического присоединения общей мощностью 6,05 МВт и планируем увеличением мощности АО "Чеченцемент" на 5 МВт составляет 4,75МВт. Реализация данных мероприятий обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей Шалинского, Грозненского районов, а также горных районов Шатойского и Итум-Калинского районов, увеличение объемов реализации электроэнергии за счет дополнительно подключаемых потребителей. Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-П-19-476 от 06.03.2017 г. Имеется Акт технического освидетельствования № 34 от 29.08.2017г. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	143,02	9,73		143,02						50,00	2
15	Реконструкция ПС 110 кВ ПС 110 кВ Ишерская	Установка ШОН-110 в комплекте со шкафом 5 к-тов на: ВЛ 110 кВ Ишерская – Пшеново (Л-121) ВЛ 110 кВ Затеречная – Ишерская I цепь с оттайками (Л-123) ВЛ 110 кВ Затеречная – Ишерская II цепь с оттайками (Л-124) ВЛ 110 кВ Ишерская – Ишерская-Тяговая (Л-171) ОСШ-110	Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-П-19-476 от 06.03.2017 г.	2018	0,63	0,04	0,63							1	
16	Реконструкция ПС 110 кВ Каргалитовская	Установка ШОН-110 в комплекте со шкафом 1 к-та на: ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалитовская (Л-148)	Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-П-19-476 от 06.03.2017 г.	2018	0,13	0,01	0,13							1	
17	Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110	Замена ШОН-110 в комплекте со шкафом 5 к-тов на: ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103) ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с оттайкой на ПС Холодильники (Л-109) ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 (Л-136) ОСШ-110 Установка ШОН-110 в комплекте со шкафом 1 к-та на: ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с оттайками (Л-110)	Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-П-19-476 от 06.03.2017 г.	2018	0,83	0,06	0,83							1	
18	Реконструкция ПС 110 кВ №84	Установка ШОН-110 в комплекте со шкафом 3 к-та на: ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185) ОСШ-110	Письмо Северокавказского РДУ о приведении устройств РЗА в соответствие требованиям НТД №Р51-61-П-19-476 от 06.03.2017 г.	2018	0,38	0,03	0,38							1	
19	Модернизация ССПИ 2-я очередь	Монтаж оборудования ТМ, организации диспетчерских каналов связи и каналов передачи телеметрической информации с ПС №84, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Холодильники, ПС 110 кВ Самашки, ПС 110 кВ Гудермес, ПС 110 кВ Ойсузур, ПС 110 кВ Горненсточенская.	В соответствии с согласованной программой модернизации ССПИ на 2014-2019 годы.	2018	180,00	12,24	180,00							1	
20	Модернизация ССПИ 3-я очередь	Монтаж оборудования ТМ, организации диспетчерских каналов связи и каналов передачи телеметрической информации с ПС 110 кВ Ишерская, ПС 110 кВ Ишерская-Тяговая, ПС 110 кВ Наурская, ПС 110 кВ Аллатово, ПС 110 кВ Каргалитовская, ПС 110 кВ Шелковская, ПС 110 кВ Гореи, ПС 110 кВ Цемязвод, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Шала.	В соответствии с согласованной программой модернизации ССПИ на 2014-2019 годы.	2021	270,00	18,36		270,00						3	
Итого по реконструкции ПС 110 кВ					2 982,42	192,40	1 403,17	1 309,25	0,00	270,00	0,00	0,00	0,00	436,00	
Реконструкция ПС 35 кВ															
21	Реконструкция ПС 35 кВ Бердыжель	Монтаж ячейки 35 кВ, монтаж Т-2 6,3 МВА, монтаж КРУН-6 кВ – 2 секции 9 ячеек с 5 линейными ячейками	Для приведения к проектной схеме. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	42,30	2,75	42,30						6,30	1	
22	Реконструкция ПС 35 кВ Аэропорт	Установка Т-2 4МВА Монтаж 2 секции шин 9 ячеек с 4 линейными ячейками	Обеспечит качественное электроснабжение потребителей г. Грозного и Грозненского района ЧР. Доведение подстанции до проектных параметров. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	30,32	1,97	30,32						4,00	1	
23	Реконструкция ПС 35 кВ Бечи-Юрт	Замена КРУН-10кВ на 16 ячеек с 8 линейными ячейками. Установка УКРМ 10кВ	Обеспечит качественное и надежное электроснабжение потребителей Курчалоевского района ЧР.	2018	27,54	1,79	27,54							1	
24	Реконструкция ПС 35 кВ Белой	Замена Т-1 и Т-2 на 2хТМН-2500/35-У1; Замена всего коммутационного оборудования в ОРУ-35кВ на новое; Замена КРУН-6 кВ на 10 ячеек с 5 линейными ячейками.	Обеспечит качественное электроснабжение потребителей Ножай-Юртского района ЧР. Установленное оборудование изношено, морально устаревшее. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	93,90	6,10	93,90						5,00	1	
25	Реконструкция ПС 35 кВ Центровой	Демонтаж старого оборудования КРУН и порталов ОРУ 35кВ; Строительство ПС 1х2,5 МВА, КРУН-10кВ 8 ячеек с 5-ю линейными ячейками	Замена устаревшего оборудования. Повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	66,63	4,33	66,63					2,50		1	
26	Реконструкция ПС 35 кВ Предгорная	Реконструкция ОРУ- 35 кВ с заменой 3-х МВ-35кВ на элегазовые Замена Т-2 2,5 МВА на 4 МВА. Замена КРУН-10кВ 1 и 2 с.п. 18 ячеек с 10 линейными ячейками	В настоящее время на ПС установлены Т-1 4 МВА и Т-2 2,5 МВА. Необходимо Заменить Т-2 на 4 МВА. Повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Увеличение трансформаторной мощности подстанции в целях предупреждения перегруза оборудования. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	71,75	4,66	71,75					4,00		1	
27	Реконструкция ПС 35 кВ Западная	Установка Т-2 мощностью 6,3 МВА. Установка УКРМ 10кВ	Выполнение мероприятий по договору на ТП (ВНС –9). Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	13,42	0,87	13,42						6,30	1	
28	Реконструкция ПС 35 кВ Итум-Кале	Замена выключателей 35 кВ (2 шт), замена КРУН-10 кВ 20 ячеек с 12 линейными ячейками	Улучшение электроснабжения Итум-Калинского района ЧР Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2020	49,20	3,20		49,20						2	
29	Реконструкция ПС 35 кВ Урус-Мартан	Замена тр-ров 4,0 МВА на 10,0 МВА, ячейки ввода 35 кВ тр-ра	увеличение объема, качества и надежности электроснабжения потребителей Урус-Мартановского района ЧР. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	25,75	1,67		25,75					10,00	2	
30	Реконструкция ПС 35 кВ Правобережная	Монтаж Т-1 ТМН-4000/35; Реконструкция ОРУ-35кВ (установка линейной ячейки с выключателем 35кВ) Замена ОПУ для размещения панелей управления, защиты, приборов учета и контроля; Монтаж второй секции шин КРУН-6кВ 10 ячеек с 5 линейными ячейками	Реконструкция ПС 35/6 кВ Правобережная обеспечит качественное электроснабжение потребителей Грозненского района. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	62,15	4,04		62,15					4,00	2	
31	Реконструкция ПС 35 кВ Знаменская	Замена тр-ров 2х4 на 2х6,3 МВА, замена КРУН-10 кВ 22 ячеек с 14 линейными ячейками	данные мероприятия намечены в базовом варианте КПР ЧР 2017-2021 разработанной проектной организацией. Необходимость реализации мероприятий обусловлена перегрузкой т-ров в аварийных режимах. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2020	78,99	5,13			78,99				12,60	2	
32	Реконструкция ПС 35 кВ Надтеречная	Замена тр-ров Т-2 2,5 на 4 МВА замена КРУН-10 кВ 20 ячеек с 12 линейными ячейками	данные мероприятия намечены в базовом варианте КПР ЧР 2017-2021 разработанной проектной организацией. Необходимость реализации мероприятий обусловлена перегрузкой т-ров в аварийных режимах. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2020	57,32	3,73			57,32				8,00	2	
33	Реконструкция ПС 35 кВ Брюсовская	Замена тр-ров 2х4 на 2х6,3 МВА, замена КРУН-10 кВ 22 ячеек с 14 линейными ячейками	данные мероприятия намечены в базовом варианте КПР ЧР 2017-2021 разработанной проектной организацией. Необходимость реализации мероприятий обусловлена перегрузкой т-ров в аварийных режимах. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2020	78,98	5,13			78,98				12,60	2	
34	Реконструкция ПС 35 кВ Петропавловская	Замена тр-ров 1,8 и 2,5 МВА на 2х4 МВА замена КРУН-6 кВ 20 ячеек с 12 линейными ячейками	данные мероприятия намечены в базовом варианте КПР ЧР 2017-2021 разработанной проектной организацией. Необходимость реализации мероприятий обусловлена перегрузкой т-ров в аварийных режимах. Объект включен в СиПР ЧР 2018-2022 гг.	2020	63,55	4,13			63,55				8,00	2	

35	Реконструкция ПС 35 кВ Махкеты	Замена тр-ра 1,6 МВА на 4 МВА замена КРУН-10 кВ 20 ячеек с 12 линейными ячейками	данные мероприятия намечены в базовом варианте КИР ЧР 2017-2021 разработанной проектной организацией. Необходимость реализации мероприятий обусловлена перегрузкой т-ров в аварийных режимах. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2020	57,32	3,73			57,32				4,00	2
36	Реконструкция ПС 35 кВ Ногай-Юрт	Замена 2-х силовых трансформаторов ТМН-6300/35-У1; Монтаж оборудования линейной ячейки 35 кВ для секции ВЛ-35кВ; Замена КРУН-10 кВ 1 и 2 секции 18 ячеек с 10 линейными ячейками.	ПС 35/0кВ Ногай-Юрт является одной из основных подстанций, которая обеспечивают электроэнергией потребителей Ногай-Юртовского района. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	82,98	5,39			82,98				12,60	3
37	Реконструкция ПС 35 кВ Калининская	Замена КРУН-10 кВ 1 и 2 секции 16 ячеек с 8 линейными ячейками.	Обеспечит качественное электроснабжение потребителей Наурского района ЧР. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	31,06	2,02			31,06					3
38	Реконструкция ПС 35 кВ Курули	Демонтаж старого оборудования КРУН. Монтаж тр-ра 2,5 МВА, КРУН-10кВ 8 ячеек с 5-ю линейными ячейками	Замена устаревшего оборудования. Повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	30,34	1,97			30,34				2,50	3
39	Реконструкция ПС 35 кВ № 56	Реконструкция ОРУ 35кВ с заменой МВ ВТ-35кВ на ВЭВ-35кВ -5 шт. и разъединителей 35кВ - 5 шт; замена тр-ров 2x4 на 2x6,3 МВА	Замена устаревшего оборудования. Повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	54,32	3,53			54,32				12,60	3
40	Реконструкция ПС 35 кВ Бородинская	Замена КРУН-10 кВ 15 ячеек с 9 линейными ячейками, ячейки ввода 35 кВ тр-ра (1 выключатель)	Увеличение объема, качества и надежности электроснабжения потребителей Шелковского района ЧР. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	36,50	2,37				36,50				3
41	Реконструкция ПС 35 кВ Теплотная	Замена 2-х тр-ров 4,0 МВА на 10 МВА	Повышение качества и надежности электроснабжения потребителей г. Грозного. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	39,69	2,58			39,69				20,00	3
Итого по реконструкции ПС 35 кВ					1 094,02	71,11	345,86	87,90	385,36	238,39	36,50	0,00	0,00	135,00
Реконструкция ВЛ 110 кВ														
42	Реконструкция ВЛ 110 кВ Л-142 ПС Аргунская ТЭЦ, ПС Гудермес-Тяговая	Замена изношенного (отработавшего свой нормативный срок) провода без увеличения сечения на участке ВЛ протяженностью 23,1 км от ПС Аргунской ТЭЦ до ПС Гудермес-Тяговая, изоляции, с частичной заменой опор.	Многочисленные аварийные отключения межсетевых связей ЛЭП-110 (147,149,128) со стороны Дигестана общей потребляемой мощностью в среднем 85 МВт, приводит к обесточиванию населения восточной части Чеченской Республики более 300000 чел. При этом восточная часть ЧР остается на одной «ветке» Л-141. При расчетных возмущениях-отключениях одной ЛЭП (особенно при пусковых моментах) возникают недопустимые перегрузки оборудования, обесточивания почти четвертой части населения ЧР. Эта проблема становится.	2018	215,89	13,82	215,89						23,10	1
43	Реконструкция ВЛ-110 кВ ПС Гудермес-Тяговая – Гудермес (Л-126)	Замена изношенного (отработавшего свой нормативный срок) провода без увеличения сечения на участке ВЛ протяженностью 10,5 км/Зпр, с частичной заменой опор.	С начала в 2014 года на линии произошло 9 отключений, включая 2 технологических нарушения. Факт достижения заявленных целей определяется снижением трудозатрат, расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание оборудования, исключение аварийных простоев, безопасности обслуживания ЛЭП. Осуществление проекта необходимо для надежного электроснабжения потребителей Гудермесского района ЧР, а так же приведет к экономии средств на ремонт и эксплуатацию ВЛ, увеличению реализации электрической энергии, уменьшению материальных затрат на устранение аварийных ситуаций. Согласно Акта технического освидетельствования № 22 от 25.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	87,94	5,63	87,94						10,50	1
44	Реконструкция ВЛ-110 кВ Наурская-ПС №84 (Л-185)	Замена изношенного (отработавшего свой нормативный срок) провода АС-185 без увеличения сечения - 40,2 км; Замена изоляции и стальной арматуры; Частичная замена дефектных и установка дополнительных опор в пролетах с протяженностью более 300 м.	ВЛ-110 кВ Л-185 введена в работу более 40 лет назад, посленный период (2001-2003 годы) были проведены ремонтно-восстановительные работы с частичной заменой провода (марки АС-150 и 185) и изоляции. По трассе линии существуют многочисленные скрутки и соединения, около 4 км подвешенного провода при аварийно-восстановительных работах применили АС-150, изоляция и провод морально и физически устарели, отработали 1,6 нормативных срока. Также, линия находится в зоне повышенных ветровых нагрузок, что усугубляет ситуацию, из-за чего на данной ЛЭП происходят постоянные отключения. С начала в 2015 года на линии произошло 51 аварийное отключение, в том числе 4 технологических нарушения. Отключение Л-185 является разрывом транзита: ПС 330 кВ Молдок - Индерекая - Наурская - №84 - ГРП-110 - Пявие, что неблагоприятно сказывается на качестве электроснабжения потребителей Чеченской Республики и уровнях напряжения на центрах питания. Осуществление проекта необходимо для надежного электроснабжения потребителей Наурского района ЧР, а так же приведет к экономии средств на ремонт и эксплуатацию ВЛ, увеличению реализации электрической энергии, уменьшению материальных затрат на устранение аварийных ситуаций. Имеется Акт технического освидетельствования № 21 от 23.08.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	336,67	21,55	336,67						40,20	1
45	Реконструкция ВЛ-110 кВ ПС Обсунгур - ПС Гудермес-Город (Л-127)	Замена существующего провода АС-150 протяженностью - 17 км с частичной заменой опор без увеличения сечения провода. Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 - 4500 шт.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей центральной части Чеченской Республики. Оборудование отработало свой нормативный срок, морально и физически изношено (износ более 80%). Имеется риск повреждения оборудования с обесточением потребителей. Имеется Акт технического освидетельствования № 15 от 09.06.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	142,37	9,11	142,37						17,00	1
46	Реконструкция ВЛ-110 кВ ПС Грозный-330 - ПС ГРП-110 (Л-136)	Замена существующего провода АС-150 протяженностью - 28,8 км с частичной заменой опор без увеличения сечения провода. Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 - 6300 шт.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей центральной части Чеченской Республики. Оборудование отработало свой нормативный срок, морально и физически изношено (износ более 80%). Имеется риск повреждения оборудования с обесточением потребителей. Имеется Акт технического освидетельствования № 44 от 24.10.2017г. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2019	251,33	16,08		251,33					28,80	2
Итого по реконструкции ВЛ 110 кВ					1 034,20	66,19	782,87	251,33	0,00	0,00	0,00	0,00	119,60	0,00
Реконструкция ВЛ 35 кВ														
47	Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Обсунгур - ПС Савсан (Л-48)	Замена провода на АС-95 22 км. Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 - 2425 шт. Установка дополнительных анкерных опор - 3 шт. Замена опоры - 4 шт.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Ногай-Юртовского района Чеченской республики питающихся от ПС «Савсан» по итогам прошедших ОЭП имеющие наибольшее количество перерывов в электроснабжении. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	102,75	6,78	102,75						22,00	1
48	Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Самашки - Ачхой-Мартан Л-60	Замена провода на АС-95 (общая длина Л-60 12,5 км) Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 - 1625 шт Замена опор - 14 шт.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Грозненского-Сельского района Чеченской республики питающихся от ПС «Самашки» по итогам прошедших ОЭП имеющие наибольшее количество перерывов в электроснабжении. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	58,38	3,85	58,38						12,50	1
49	Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Обсунгур-Курчалой Л-452	Замена провода АС-95, АЖ-120 на АС-120 - 14,9 км Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 - 1100 шт. Замена опор - 21 шт.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Курчаловского района Чеченской республики питающихся от ПС Обсунгур по итогам прошедших ОЭП имеющие наибольшее количество перерывов в электроснабжении. ВЛ восстановлена после происшедших военных действий и имеет не типовое исполнение (опоры сварены из металлических труб). ВЛ питает 1 туновое ПС 35 кВ. В случае отключения ВЛ обесточиваются 1 ПС 35 кВ, 9 МВт, 27 тыс. человек Курчаловского района Чеченской республики. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	69,59	4,59	69,59						14,90	1
50	Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Обсунгур - Бачи-Юрт Л-51	Замена провода на АС-95 (общая длина Л-51 14,8 км) Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 Замена опор - 18	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Курчаловского района Чеченской республики питающихся от ПС Обсунгур по итогам прошедших ОЭП имеющие наибольшее количество перерывов в электроснабжении. ВЛ восстановлена после происшедших военных действий и имеет не типовое исполнение (опоры сварены из металлических труб). Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	69,12	4,56	69,12						14,80	1
51	Реконструкция ВЛ 35кВ ПС Савсан - ПС Ногай-Юрт (Л-444) с выносом из оползневой зоны	Замена провода на АС-95 7,3 км. Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 - 800 шт Замена опор.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Ногай-Юртовского района Чеченской республики питающихся от ПС Обсунгур по итогам прошедших ОЭП имеющие наибольшее количество перерывов в электроснабжении. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2018	34,09	2,25	34,09						7,30	1
52	Реконструкция ВЛ-35 кВ Л-94 ПС Шап - ПС Махкеты	Замена опор - 11 шт., замена провода АС-95 на АС-120 - 24 км/Зпр, замена изоляторов ПС-70Е - 678 шт. с частичной заменой опор.	Данная ВЛ-35кВ по проекту проходит по ущелью реки Аргун. В период паводка, из-за изменения русла реки, линия неоднократно оказывалась в аварийной ситуации из-за оползней и срыва опор водной стихией. При выходе из ледяной части, линия много раз становилась объектом обстрелов военными, базировавшими на блок посту. ВЛ-35 кВ в начале имеет сечение АС-95, в конце между ПС Махкеты и ПС Ведено - сечение АС-120, провод в начале необходимо заменить. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	160,62	10,60		160,62					24,00	3
53	Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Горская-1 - ПС Горская-2 Л 43а	Частичная замена опор и подвеска провода - 1,2 км.; провод АС-95	Повышения надежности и качества электроснабжения потребителей Надтеренского района ЧР. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	6,31	0,42			6,31				1,20	3
54	Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Обсунгур - Ингель-Юрт Л-440	Замена провода на АС-95 (общая длина Л-440 4,8 км) Замена фарфоровых изоляторов на ПС-70 Замена опор - 27	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Курчаловского района Чеченской республики питающихся от ПС Обсунгур по итогам прошедших ОЭП имеющие наибольшее количество перерывов в электроснабжении. ВЛ восстановлена после происшедших военных действий и имеет не типовое исполнение (опоры сварены из метал-ных труб). Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	25,24	1,67		25,24					4,80	3
55	Реконструкция ВЛ 35кВ Казану-Горская-1 (Л-32) с протяженностью-16,59	Замена опор из буровых труб на ж/б типа СВ-16-80шт, замена деф. пров АС-70 - 3зпр/5км ; Замена фарфоровых изоляторов ПС-70Е-900шт; Монтаж гроутроса - 3км; Монтаж вибропротекторов-822шт.	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей населенных пунктов Грозненского района Чеченской республики. Объект включен в СИПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	71,05	4,69					71,05		16,59	3

77	ВЛ-35кВ Л-530 ПС Киров-ПС Кашиновская (Духовщипка с Л-45 оп.№1-4)	Замена существующего провода АС-95 11,11 км. Замена опор, траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	60,60	2,47				60,60		11,11		3
78	ВЛ-35кВ Л-83 ПС Никольская - ПС Правобережная	Замена существующего провода АС-95 10,73 км. Замена опор, траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	57,67	2,35				57,67		10,73		3
79	ВЛ-35кВ Л-55 ПС Каргалитовская - ПС Беродановская (в резерве)	Замена существующего провода АС-70 12,1 км. Замена опор, траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2021	65,03	2,65				65,03		12,10		3
80	ВЛ-35кВ Л-80 ПС Наурская ПС Кирова	Замена существующего провода АС-95 13,17 км. Замена опор, траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	73,18	2,98				73,18		13,17		3
81	ВЛ-35кВ Л-81 ПС ИТК-2 ПС Степня	Замена существующего провода АС-70 52,55 км. Замена опор. Замена траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	292,02	11,89				292,02		52,55		3
82	ВЛ-35кВ Л-3 ПС Октябрьская - ПС Предгорная	Замена существующего провода АС-70 11,9 км. Замена опор. Замена траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	66,13	2,69				66,13		11,90		3
83	ВЛ-35кВ Л-87 ПС "Кеманово" - ПС Шатой	Замена существующего провода АС-95 28 км. Замена опор. Замена траверс. Замена изоляторов. Замена линейной арматуры.	Реализация Программы Реновации в соответствии с расчётными данными индекса состояния. Замена устаревшего оборудования. Повышение надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска возникновения аварий. Объект включен в СлПР ЧР 2018-2022 гг.	2022	155,59	6,34				155,59		28,00		3
ИТОГО по реновации ВЛ 35 кВ					1028,11	41,86	0,00	0,00	177,35	183,29	667,47	0,00	193,77	0,00
Реновация распределителей 10-6/0,4кВ														
84	Реновация ВЛ и ТП 10-6/0,4кВ	Замена оборудования ВЛ-0,4-10кВ - 524,15 км Замена силовых трансформаторов 6-10/0,4кВ - 151 шт. (17,77 МВА)		2020	1377,02	110,19				1377,02		524,15	17,77	2
85	Реновация ВЛ и ТП 10-6/0,4кВ	Замена оборудования ВЛ-0,4-10кВ - 306,82 км Замена силовых трансформаторов 6-10/0,4кВ - 50 шт. (7,14 МВА)		2021-2022	983,831	61,98				491,91	491,91	306,82	7,14	2
ИТОГО по реновации распределителей					2360,85	172,17	0,00	0,00	1377,02	491,91	491,91	0,00	830,97	24,91
ИТОГО по РЕНОВАЦИИ					3 969,32	245,21	27,58	235,11	1 554,37	936,86	1 215,38	0,00	1 072,13	47,51

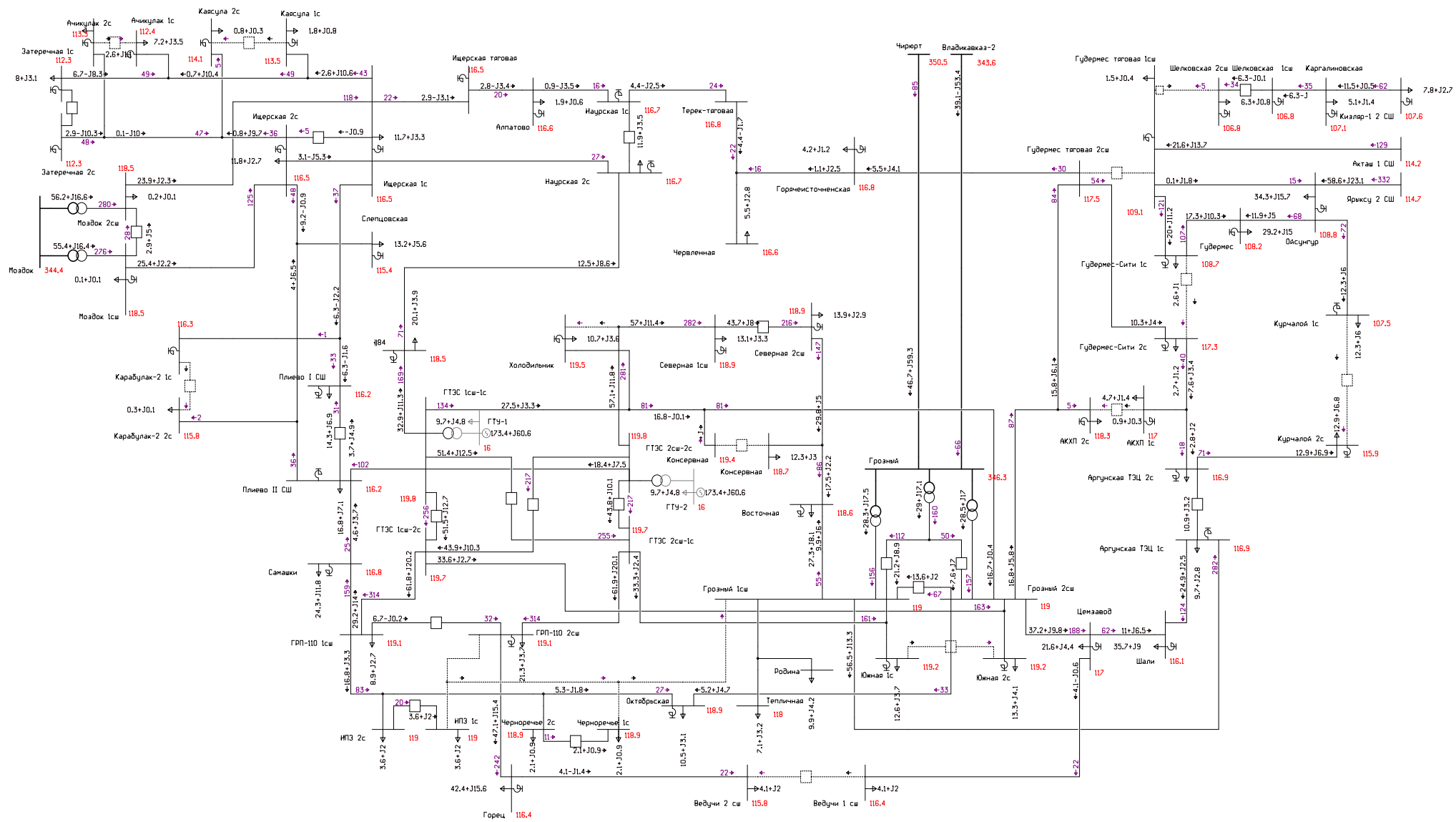


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 с отпайками (Л-136)

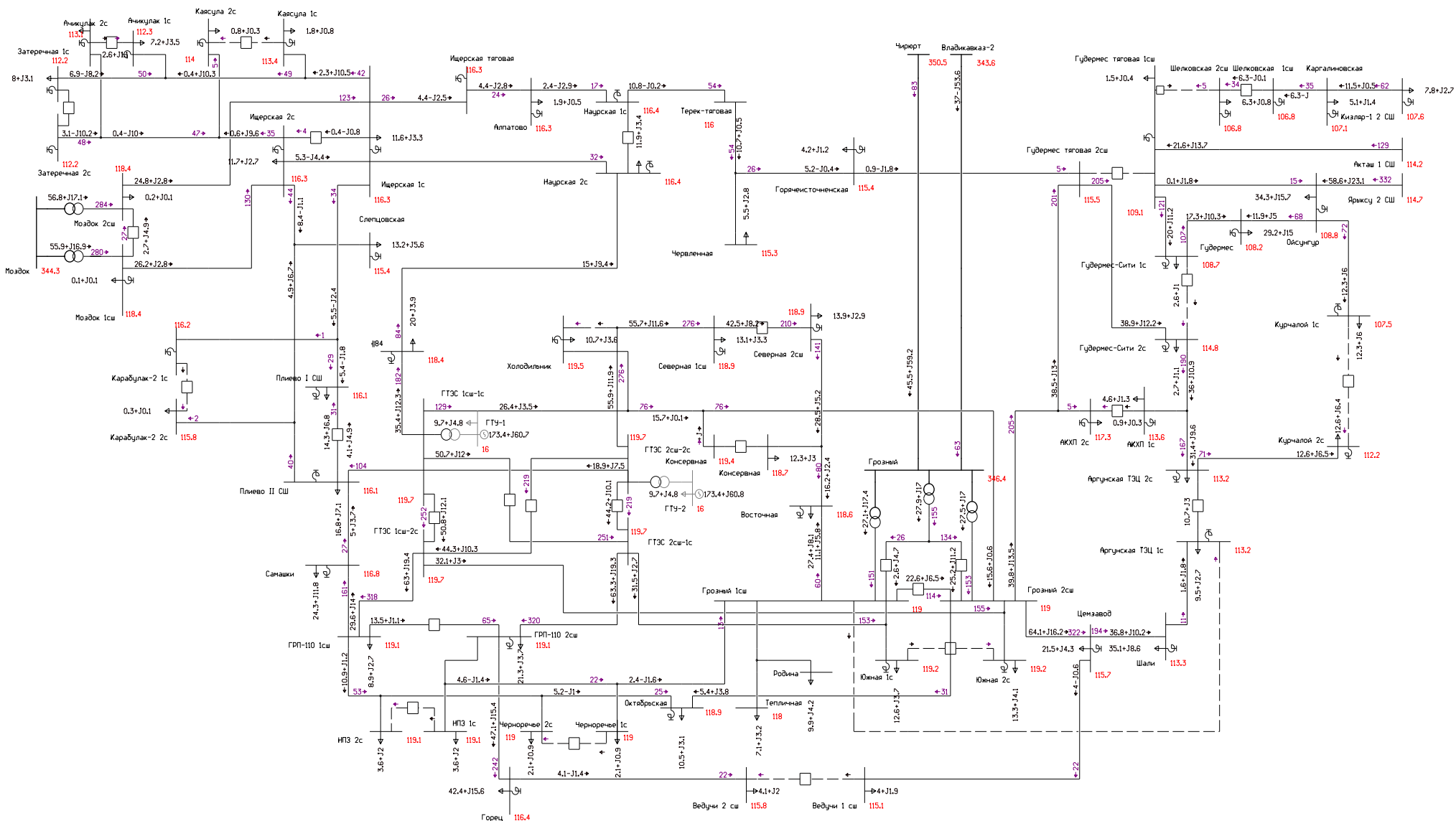


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-3

Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-Аргунская ТЭЦ (Л1-125)

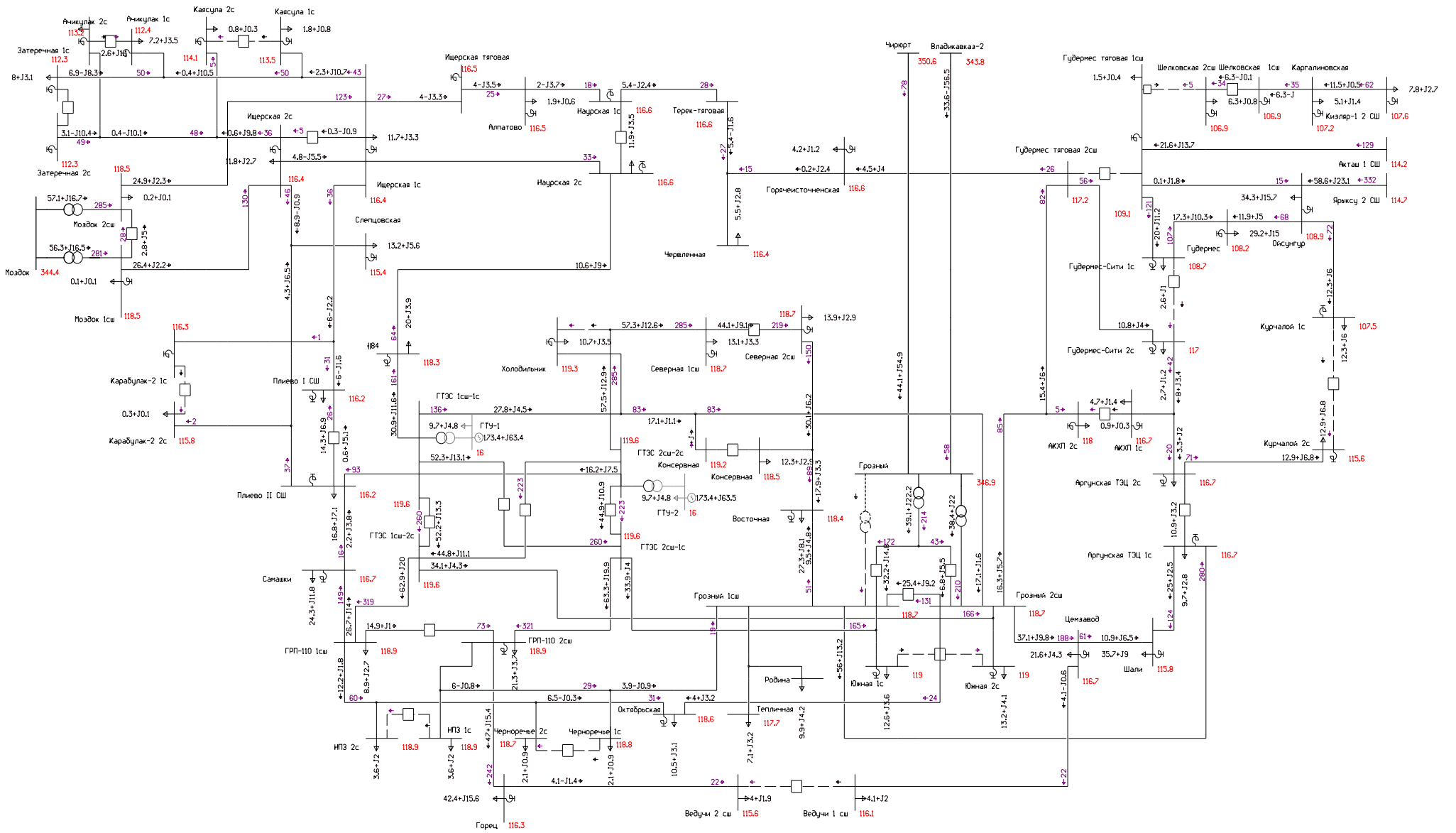


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

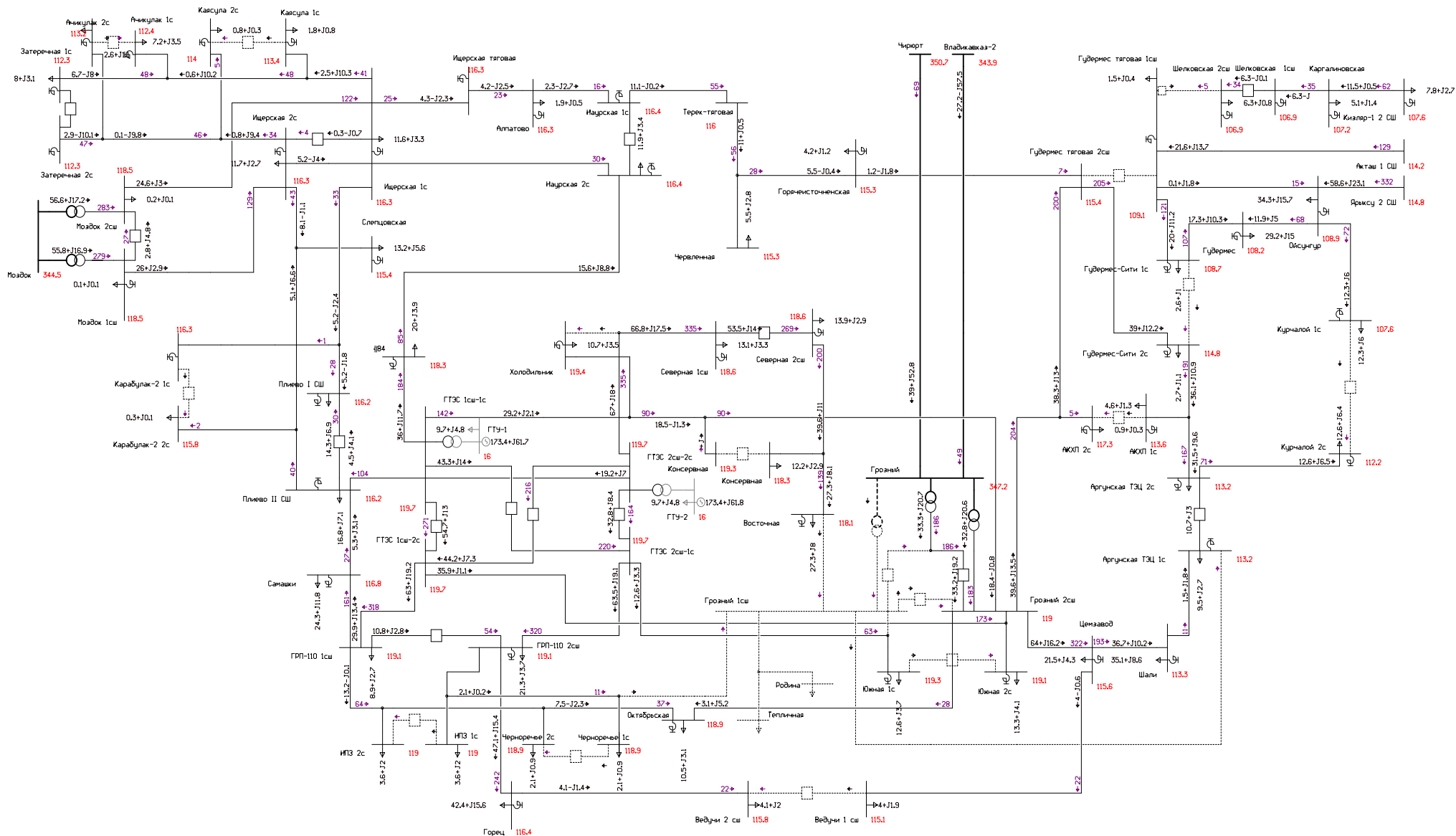


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

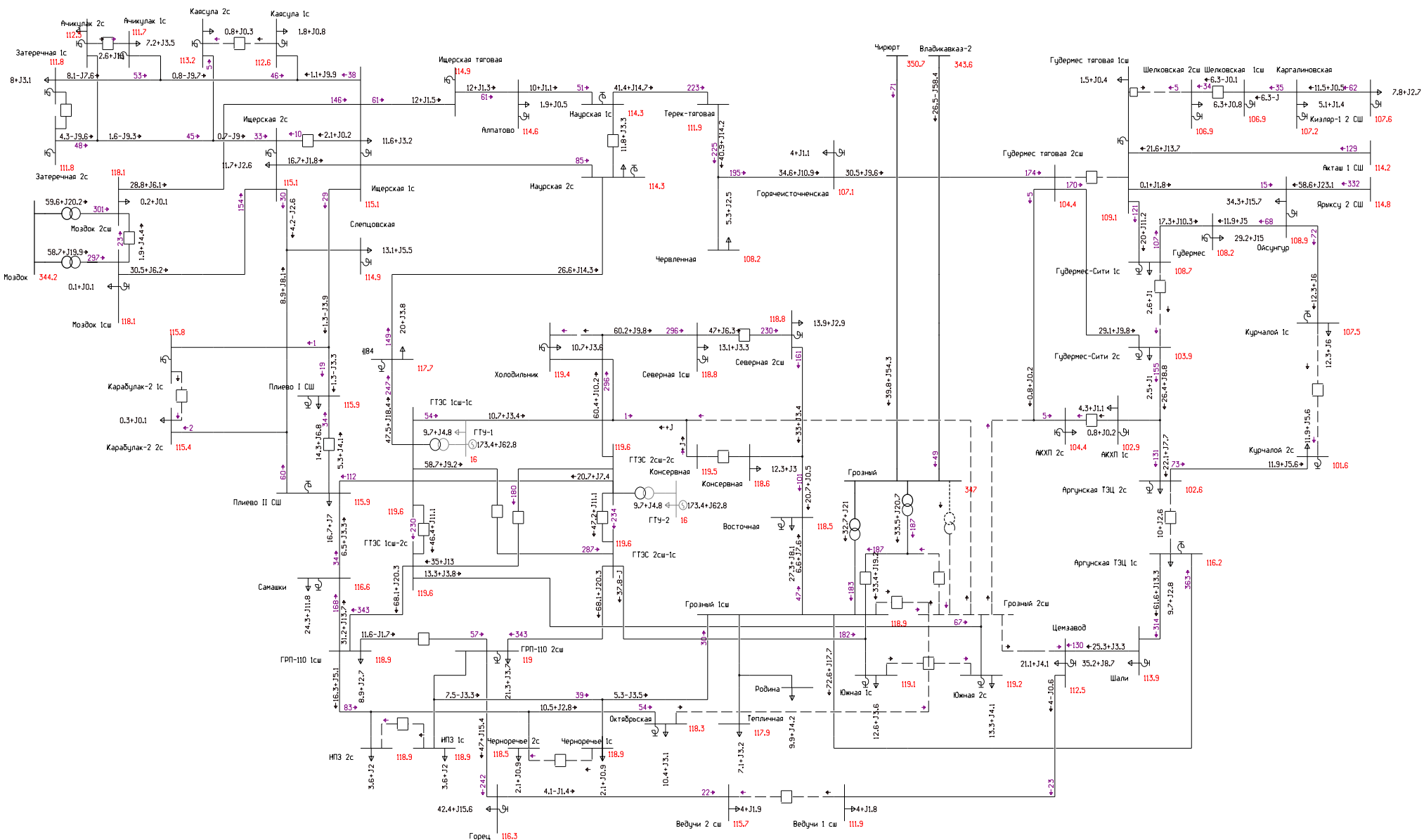


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-6.1
Аргунской ТЭЦ

Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на

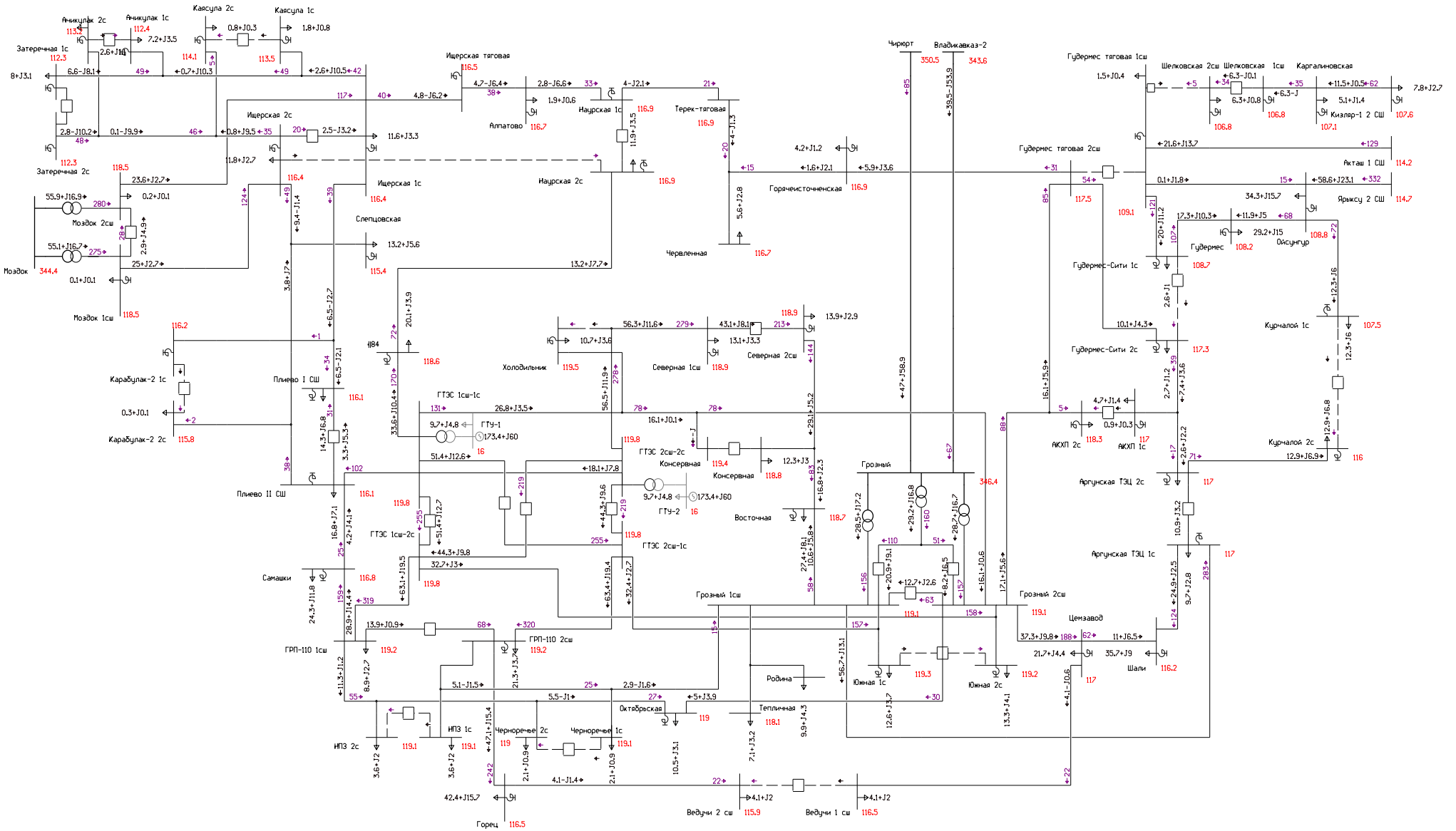


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130)

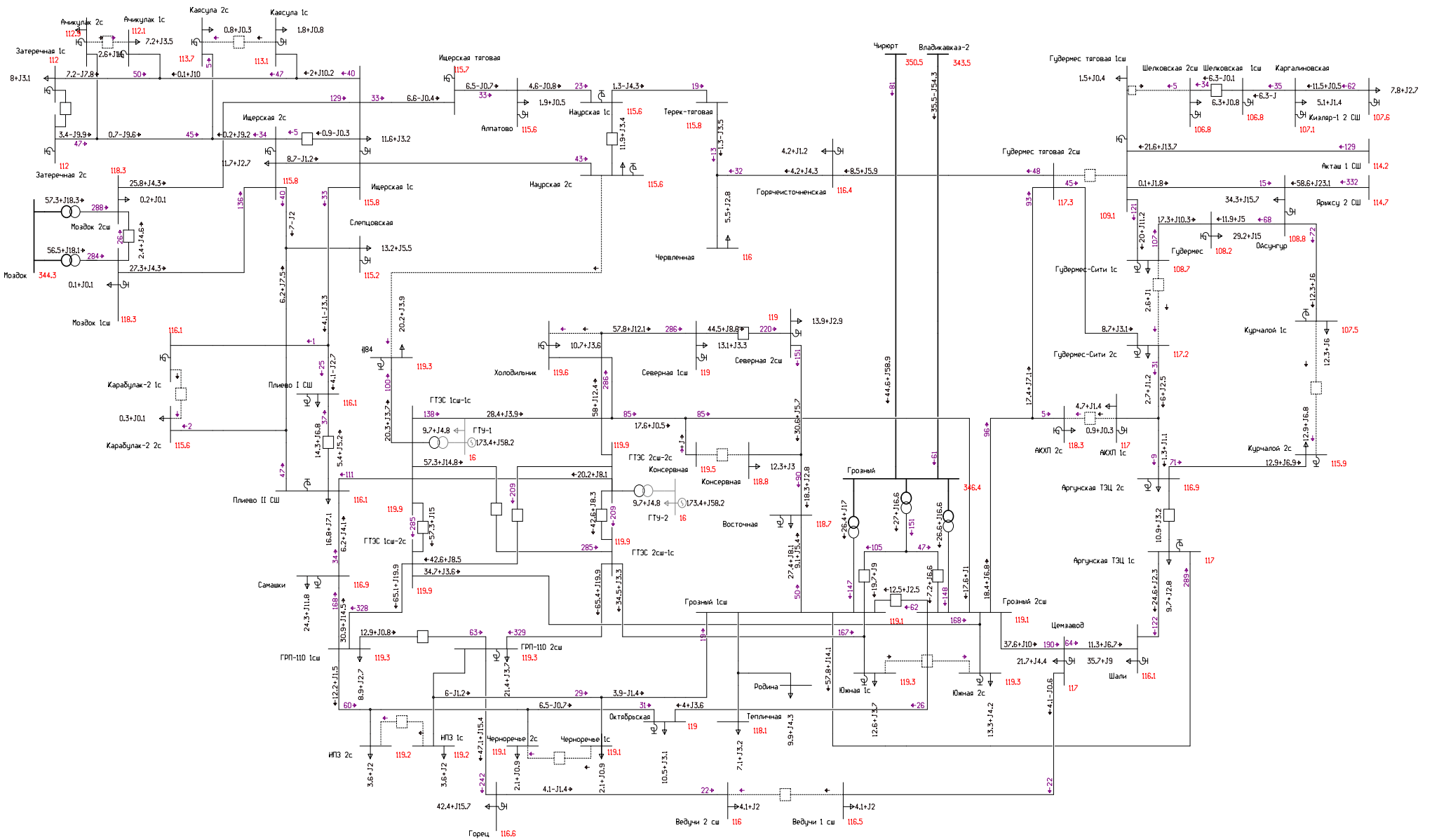


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)

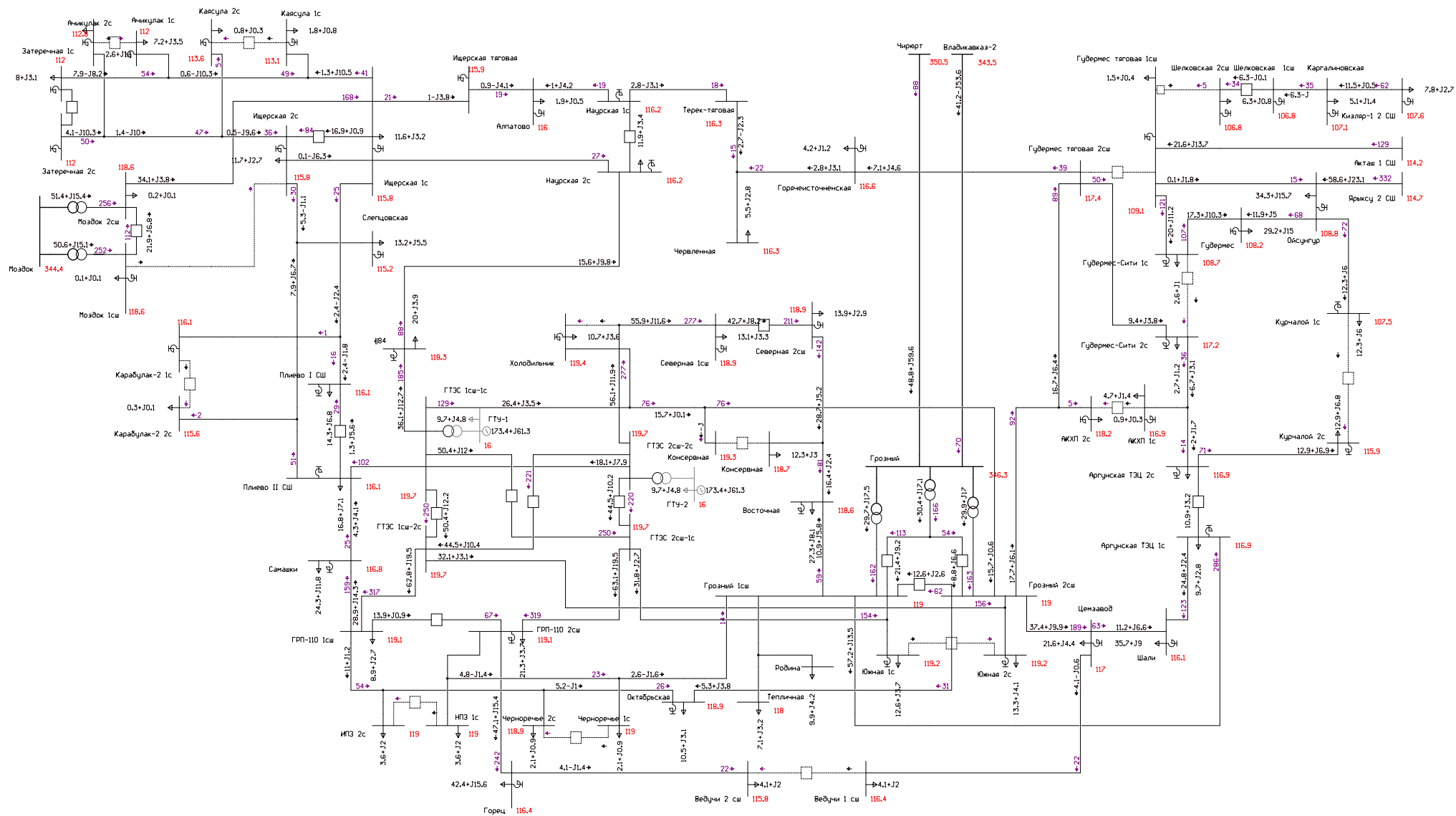


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

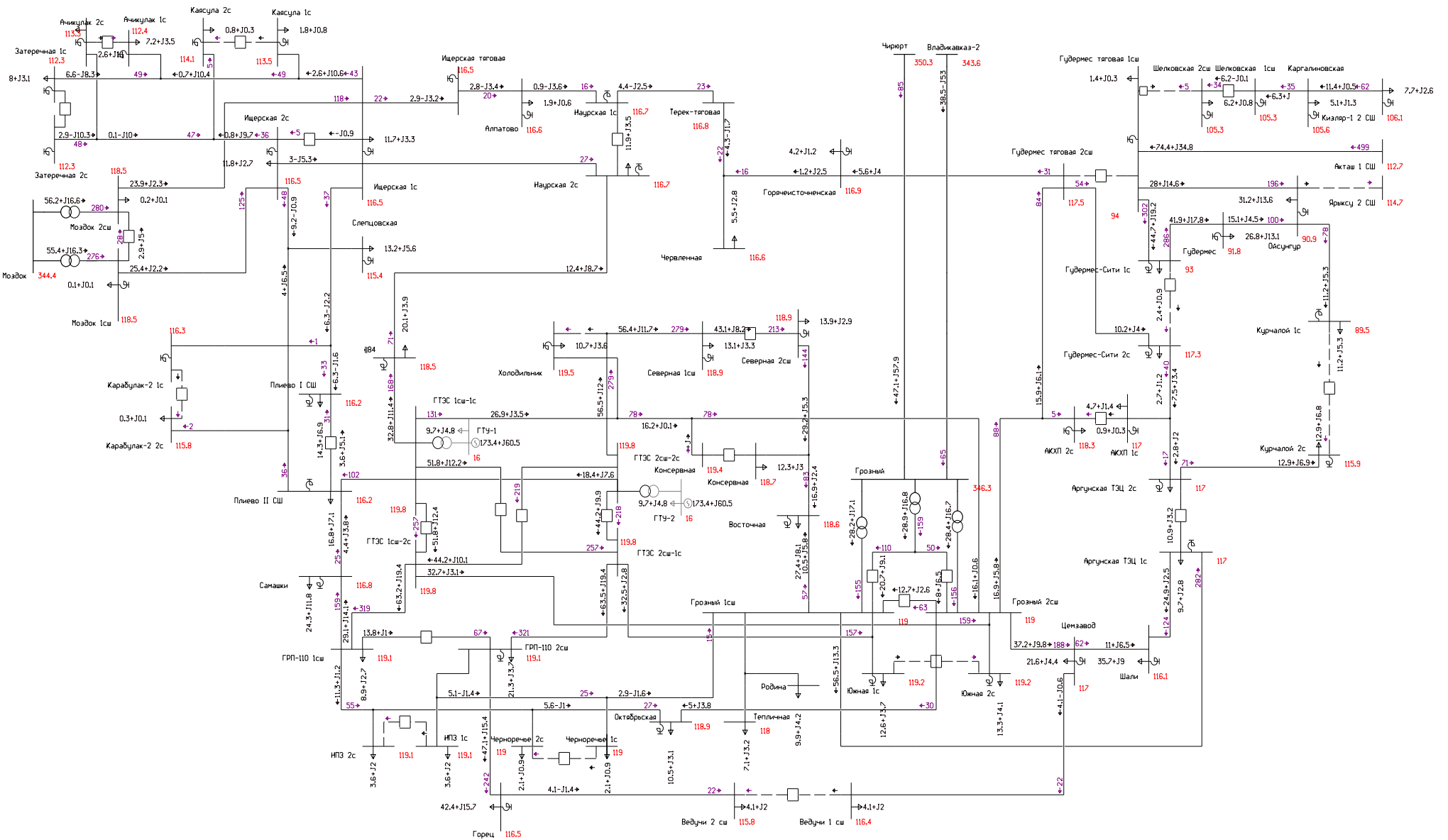


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)

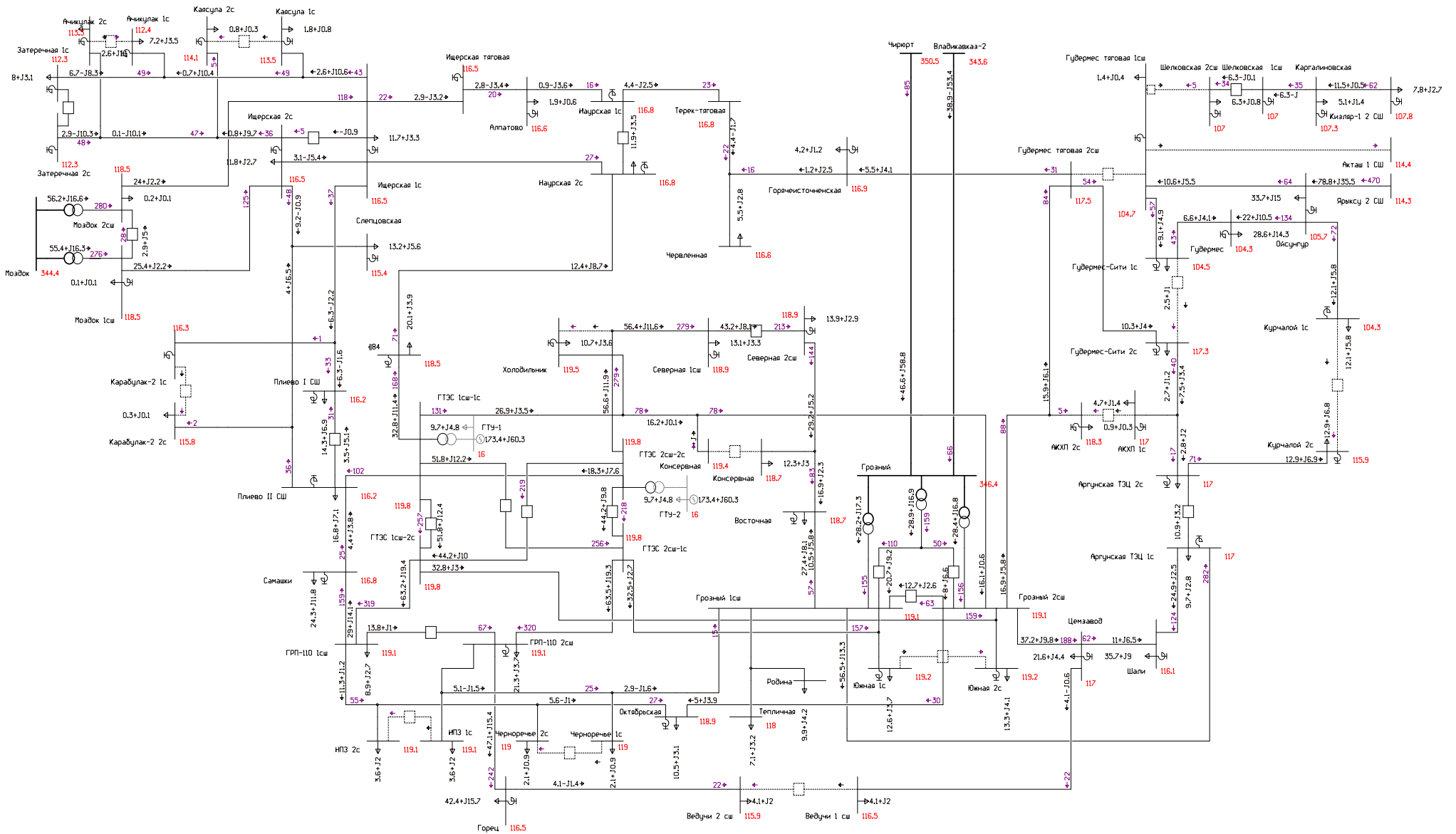


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)

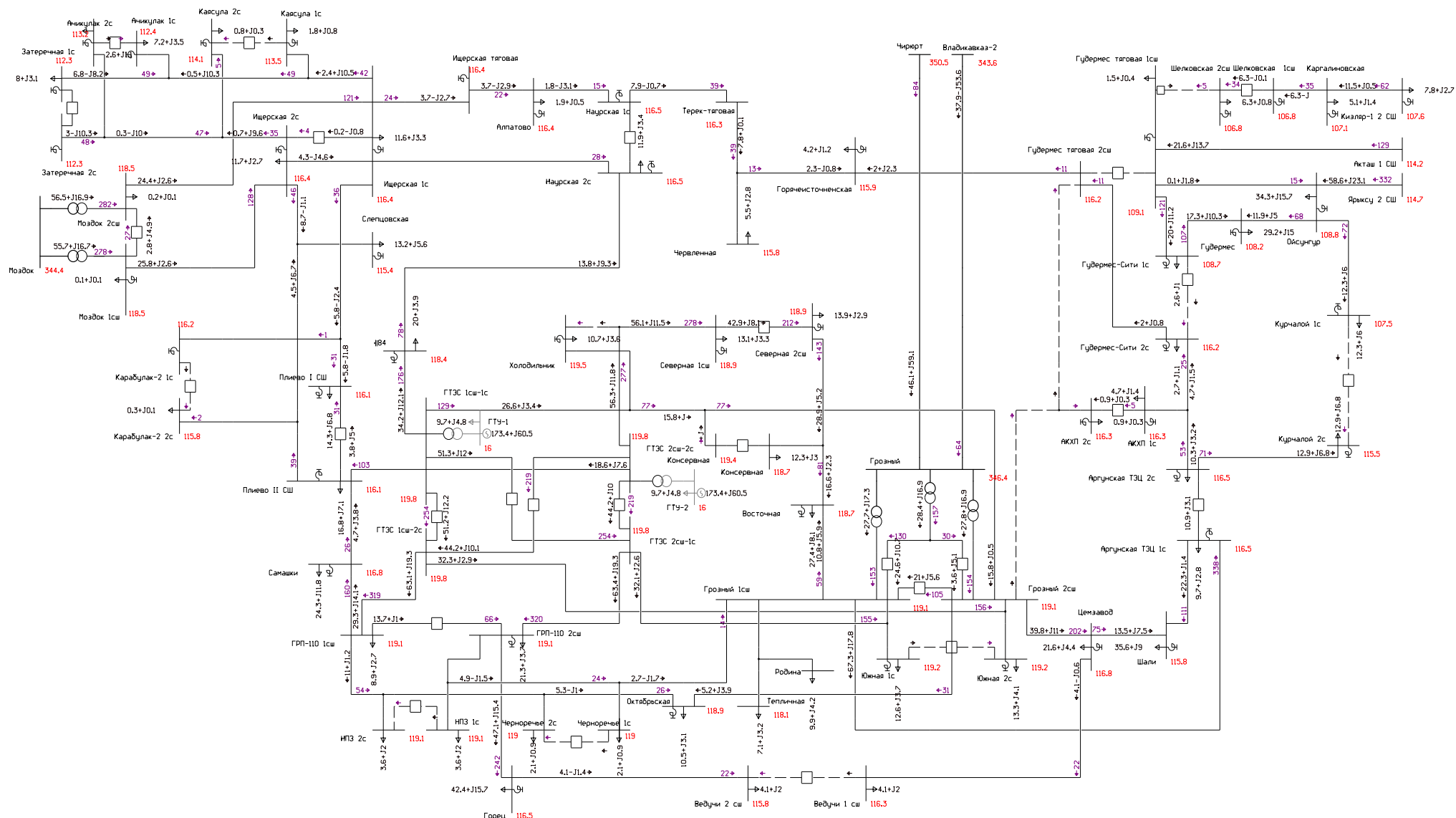


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141).

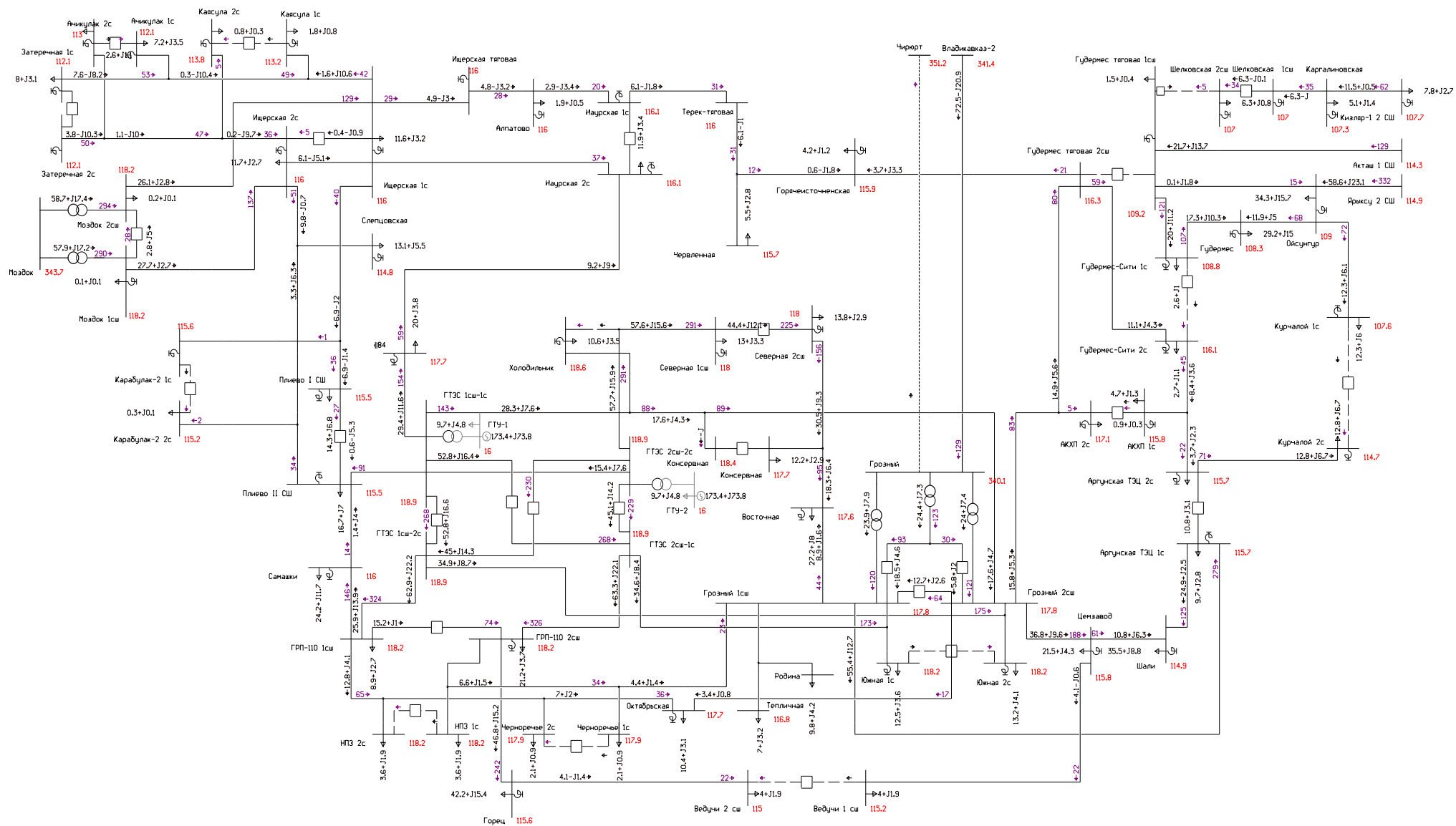


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чириурт

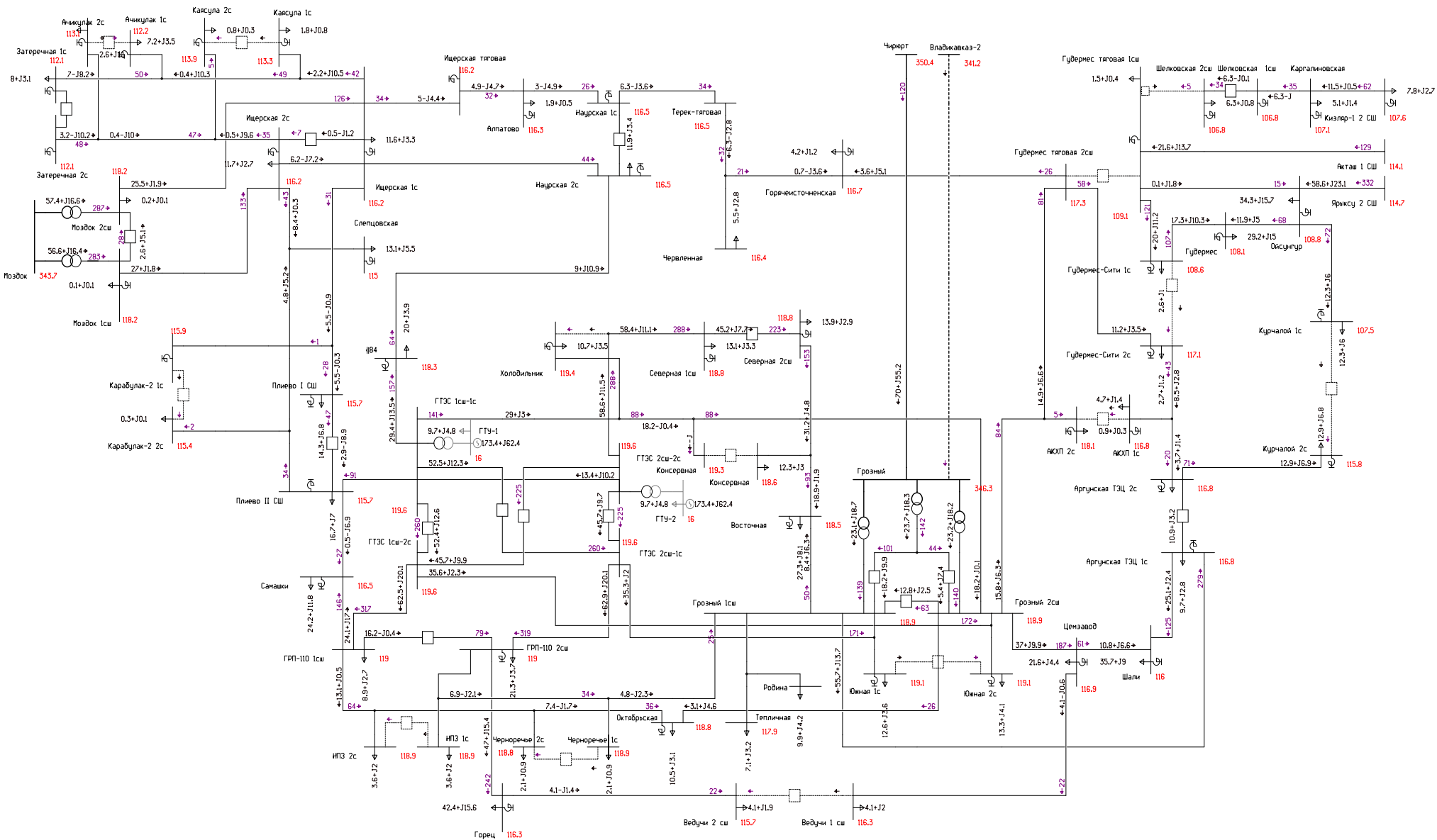


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный

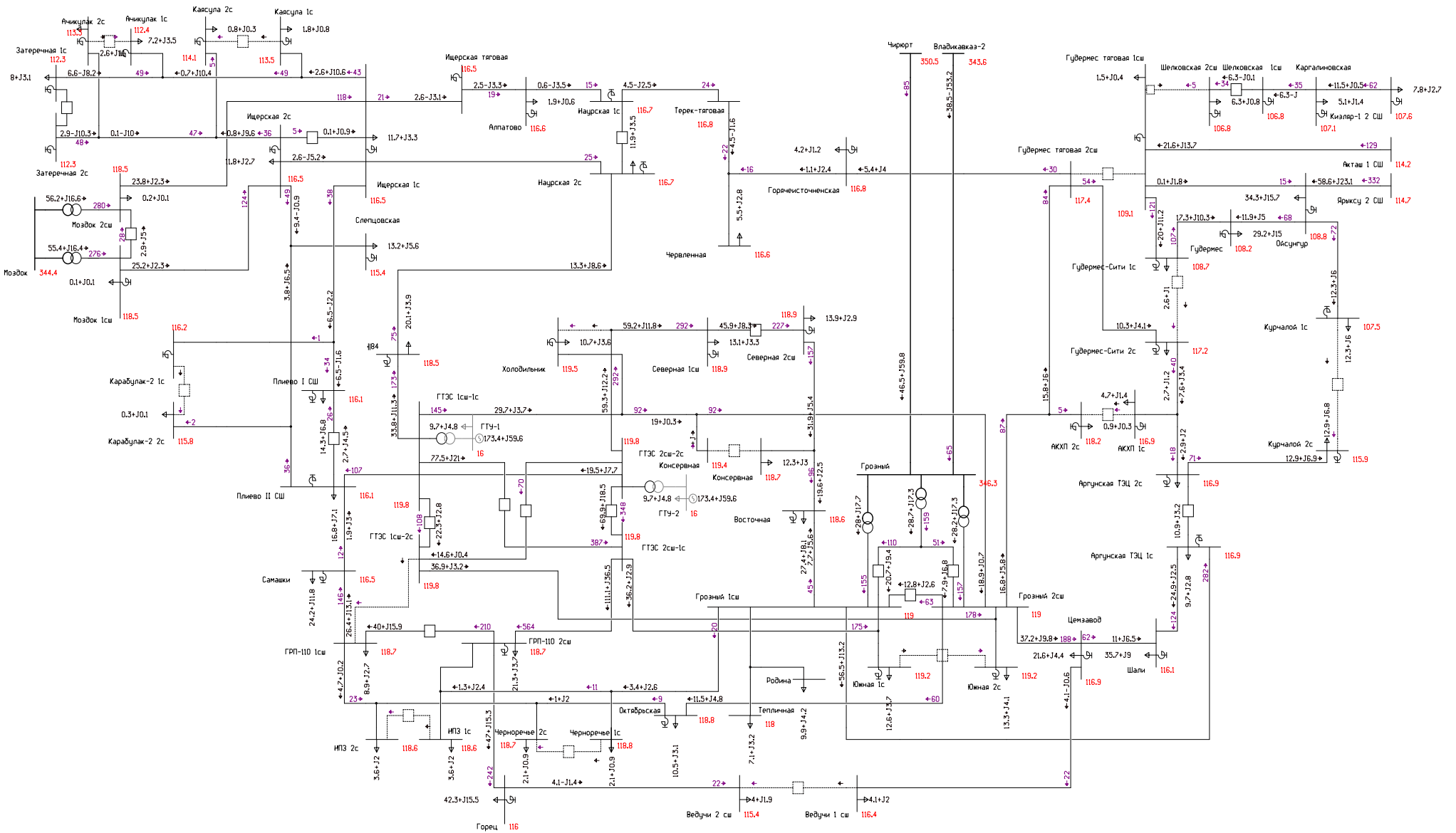


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1с.

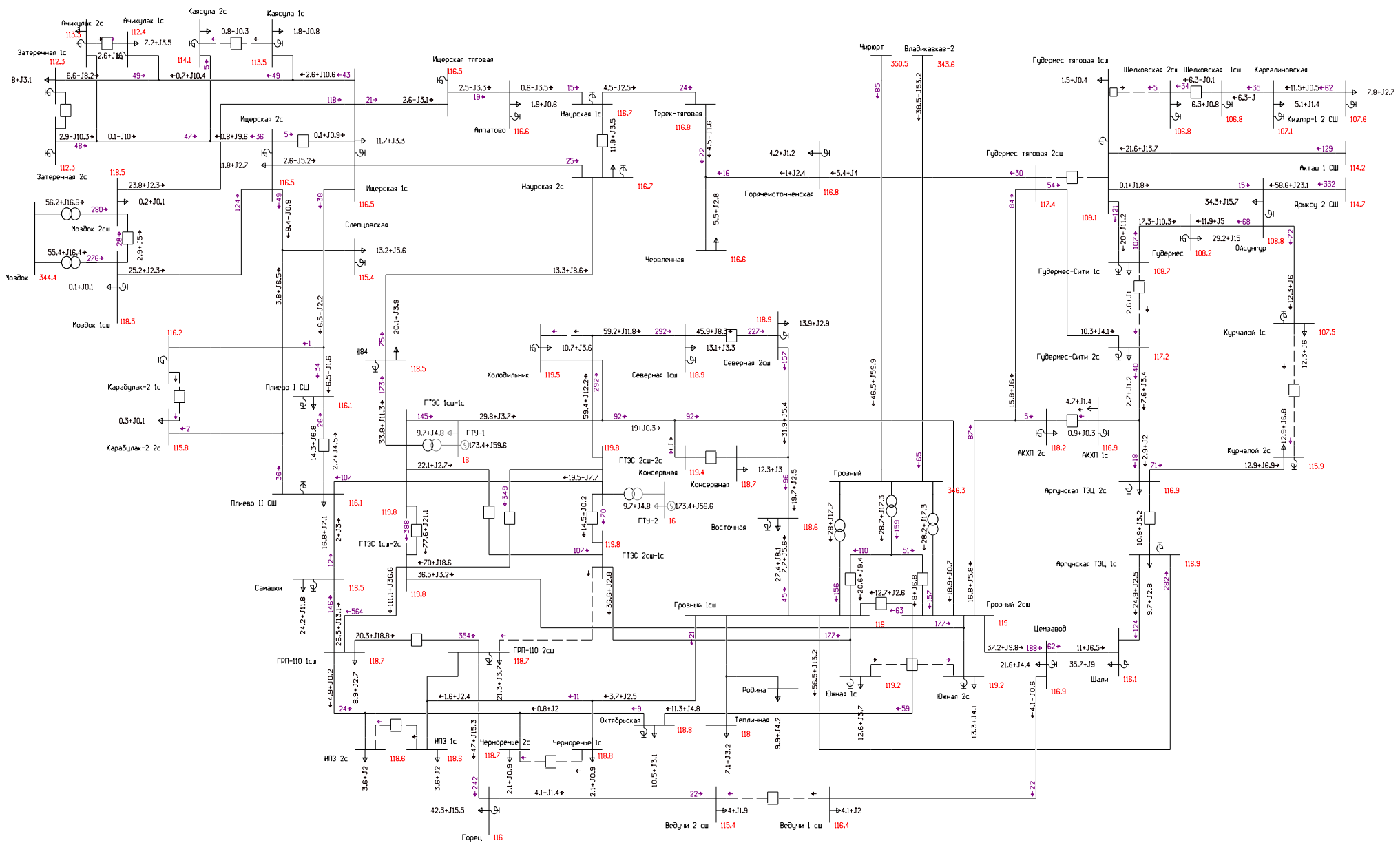


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-16 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 2ц.

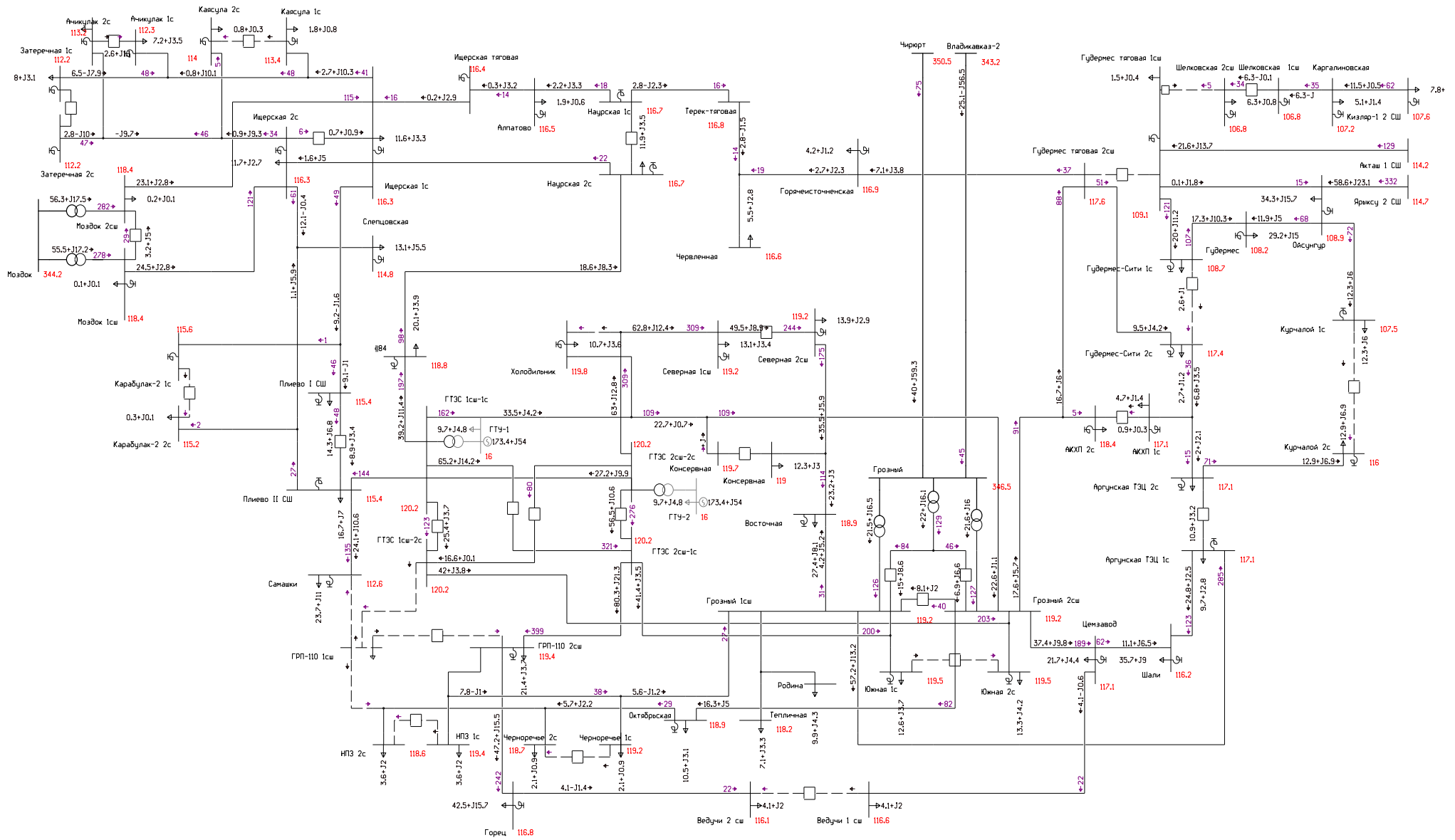


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-17 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

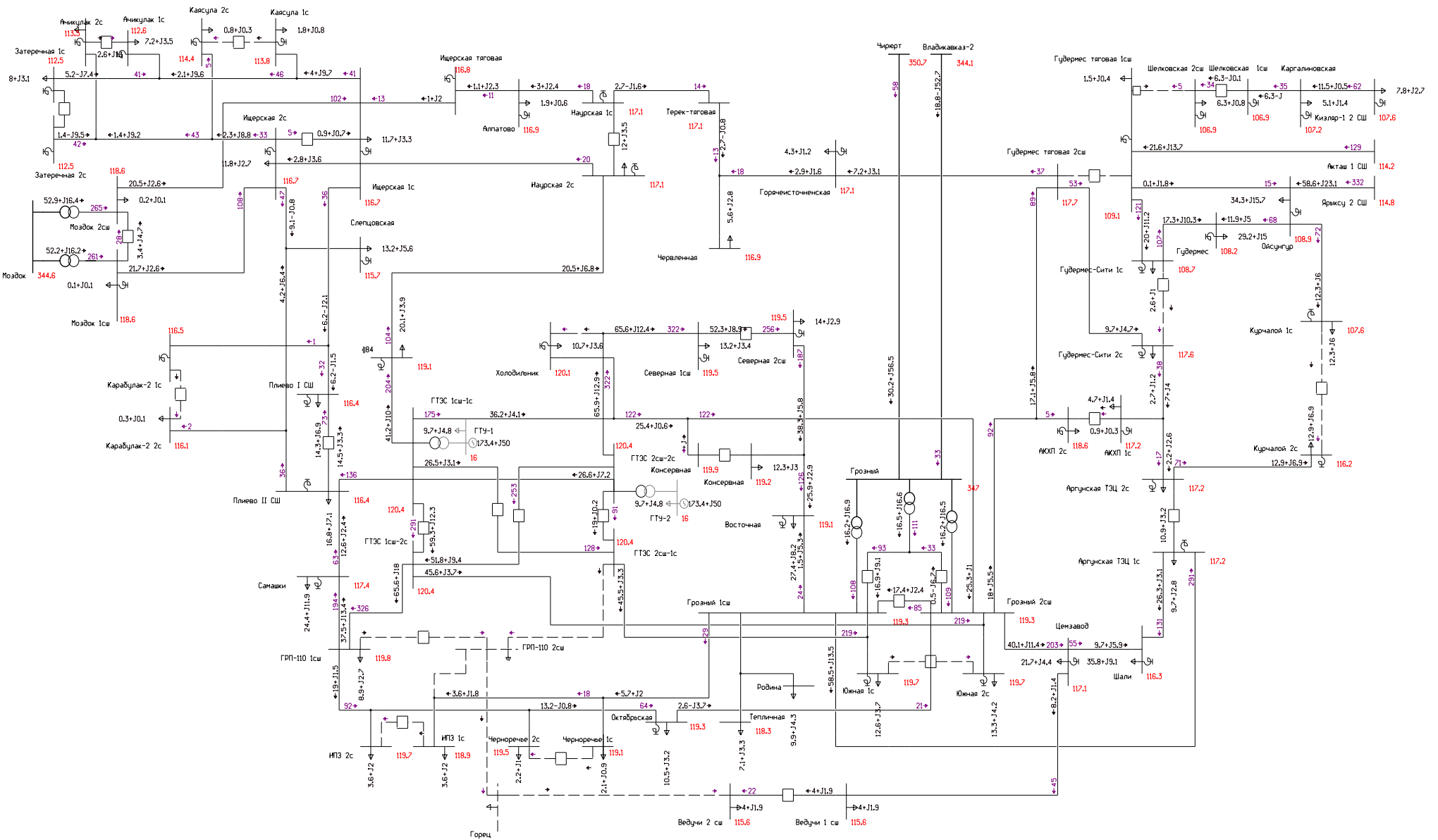


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-18 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

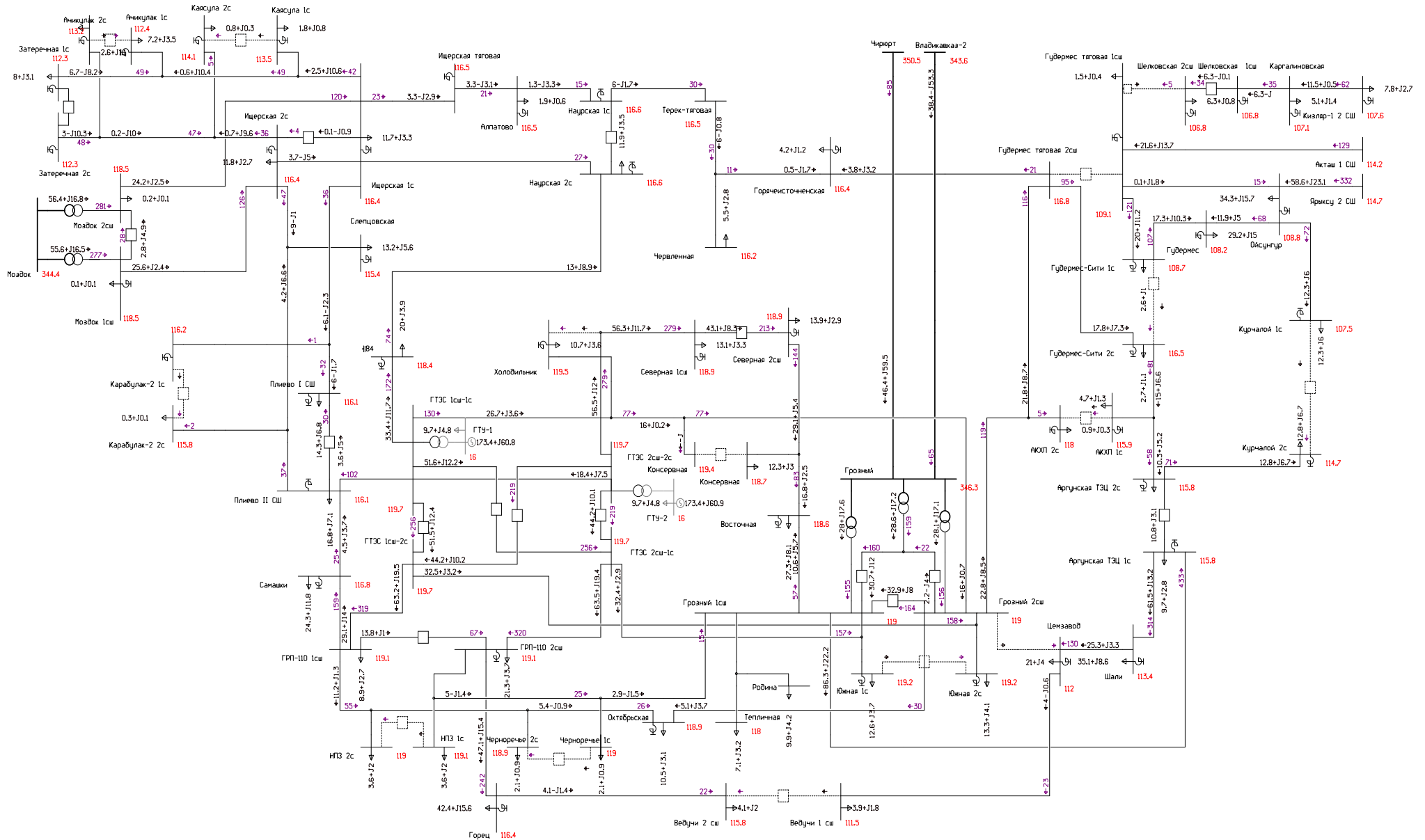


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод (Л-161)

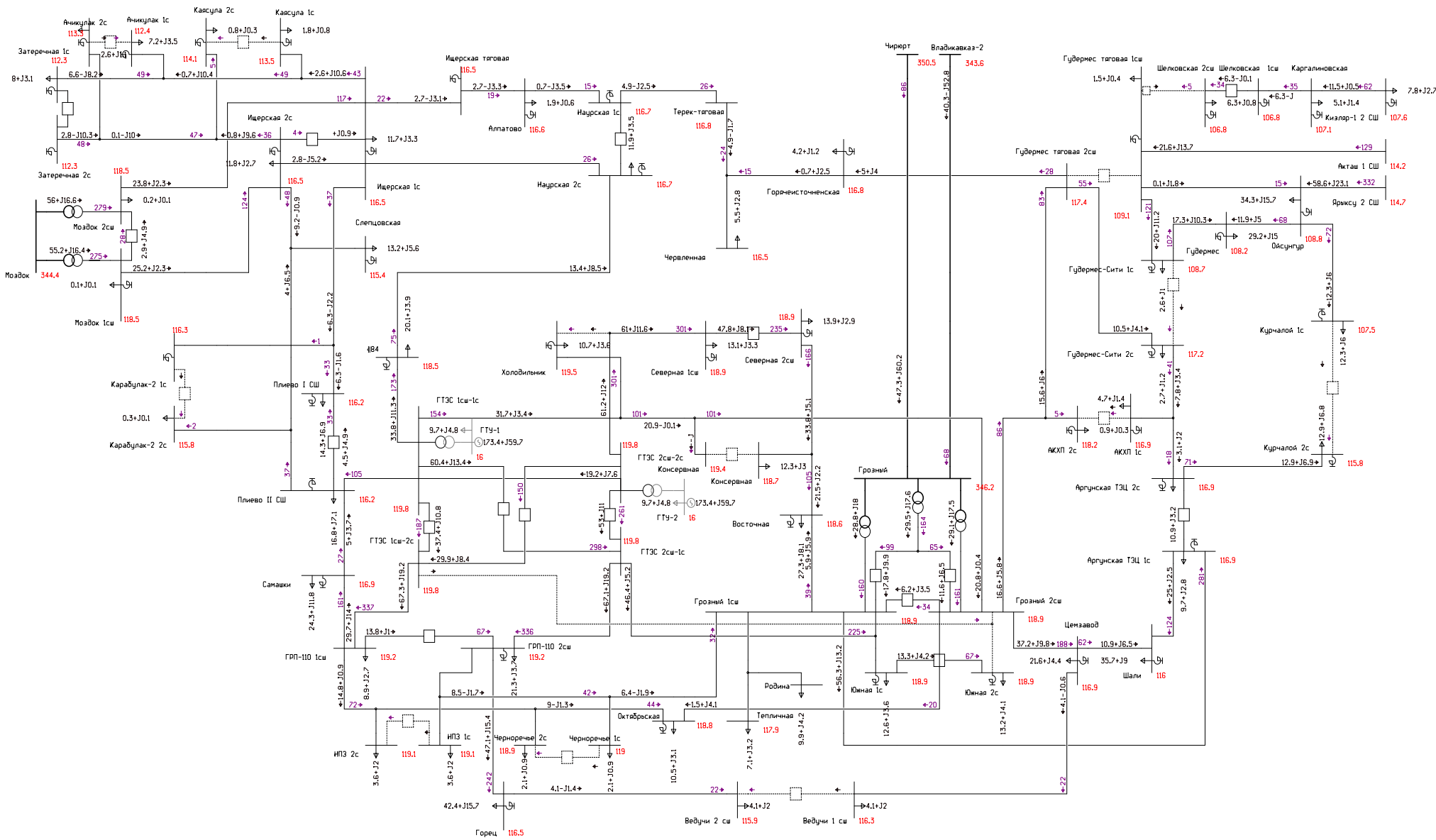


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайкой на ПС Южная 2с.

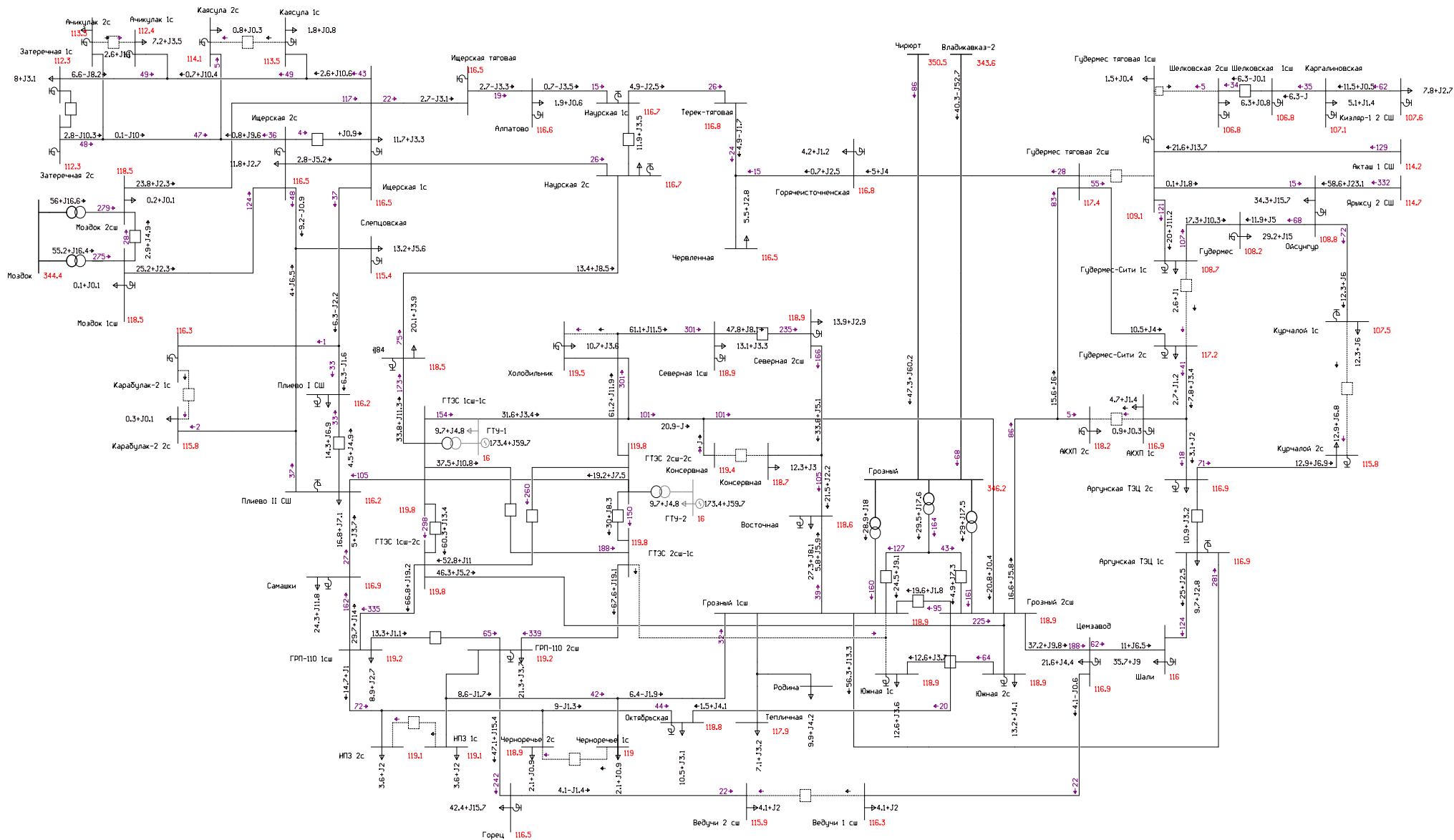


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайкой на ПС Южная 1ц.

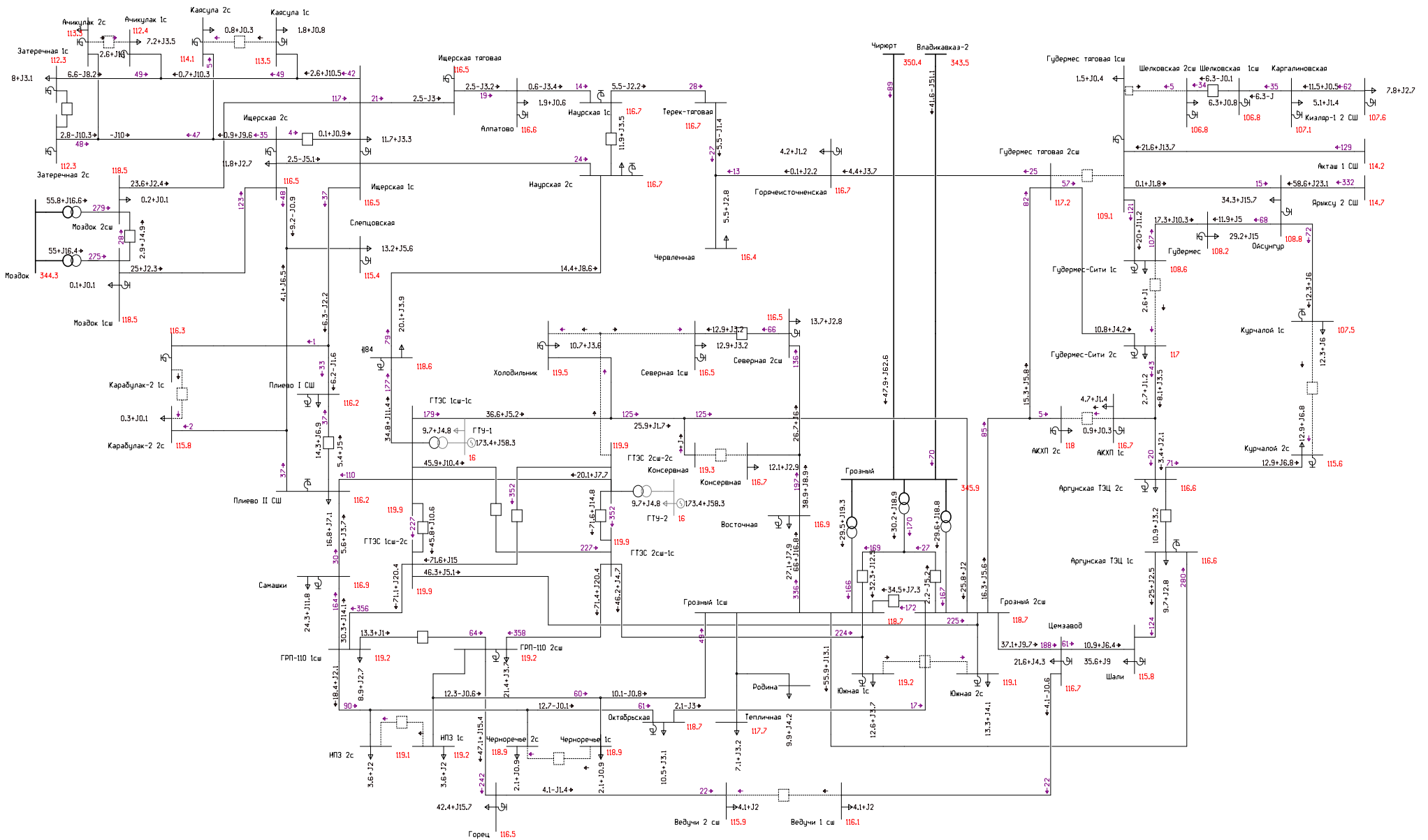


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-22 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

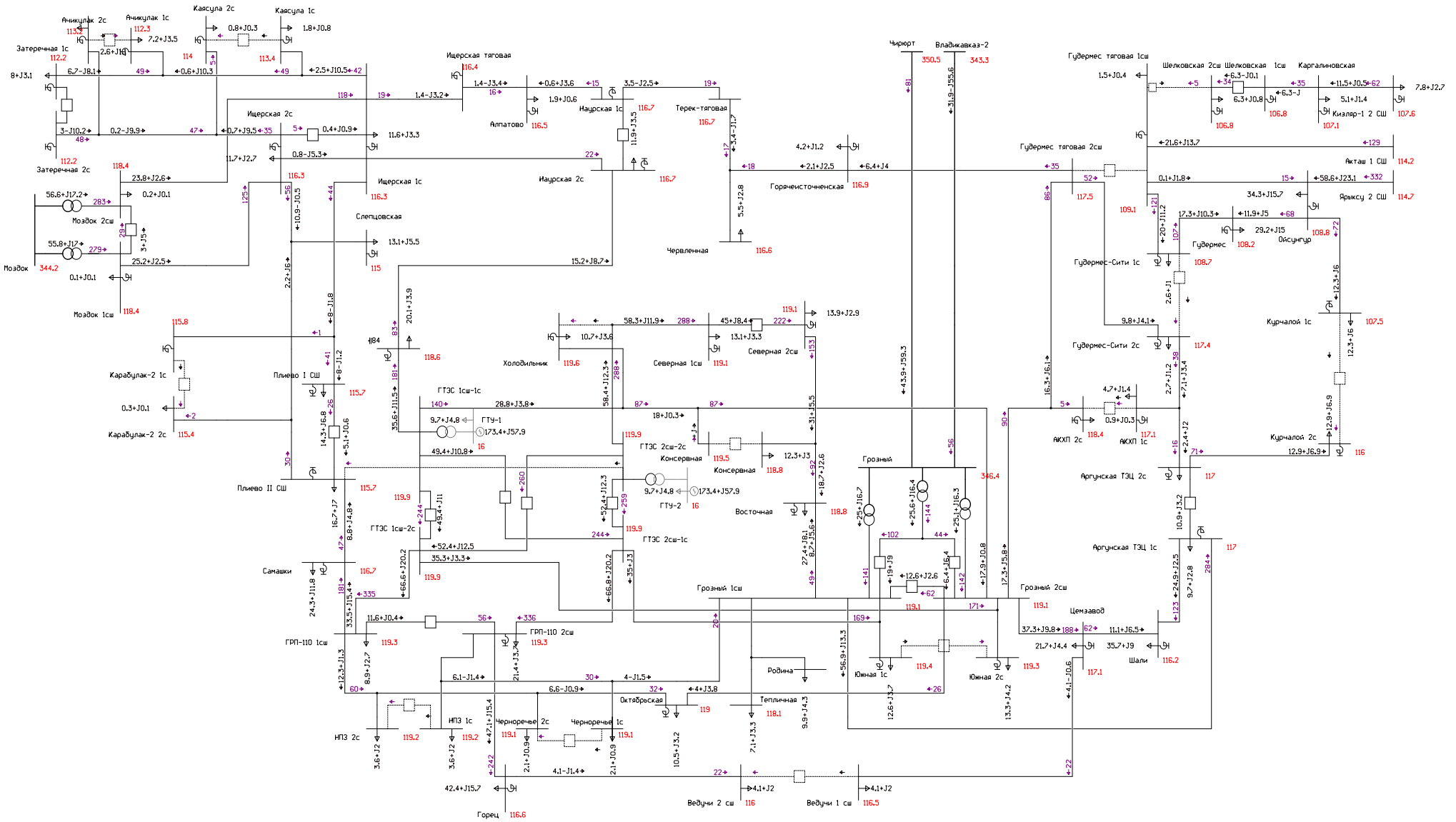


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-23 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево

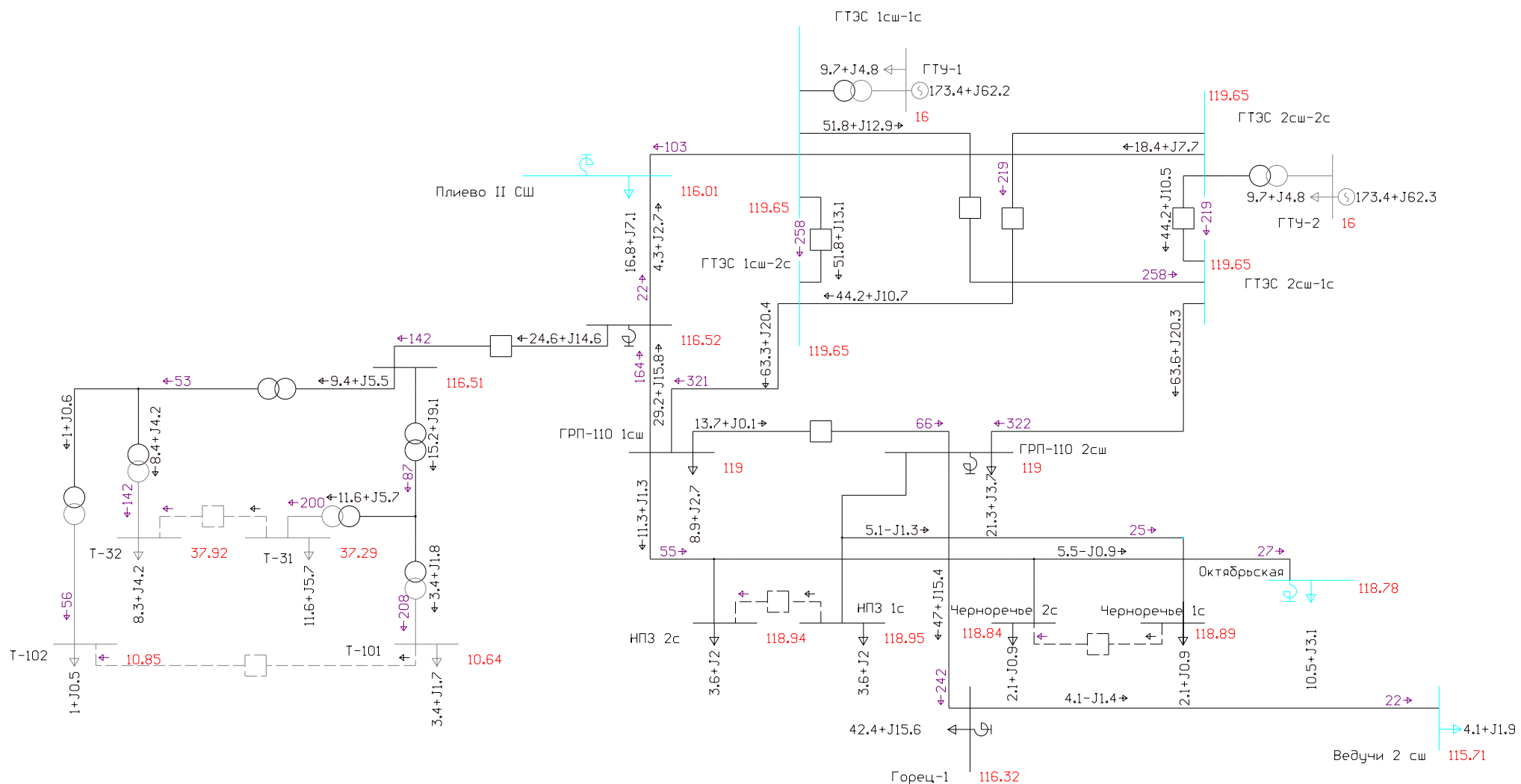


Рисунок №РВ-ЗМ-2019-24 Режим: Нормальный режим работы энергорайона ПС 110 кВ Самашки

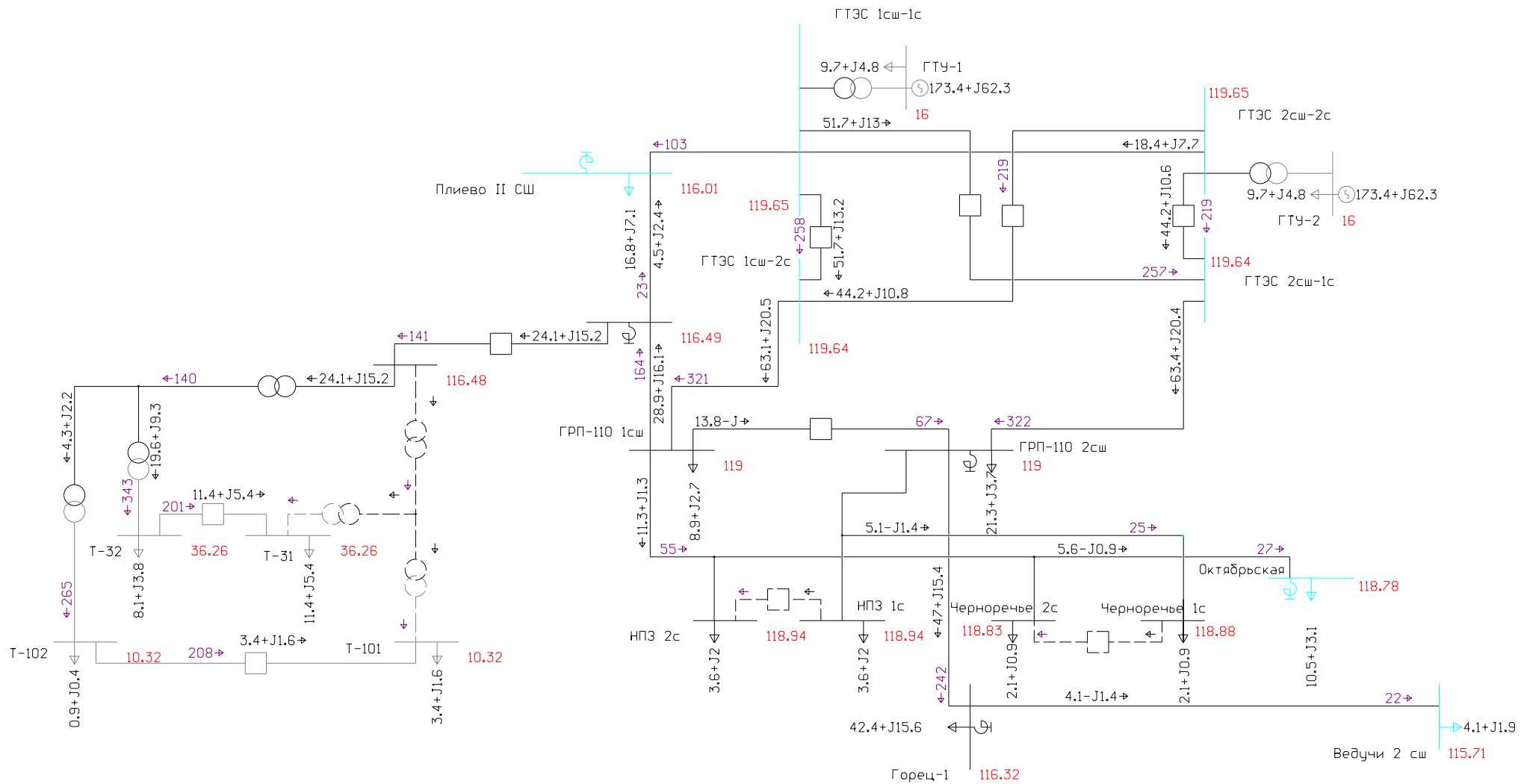


Рисунок №ОВ-ЗМ-2019-25 Режим: Послеаварийный режим работы отключения Т-1 ПС 110 кВ Самашки

Приложение РВ-ЗМ-2019-Таблицы**1.5.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2019 года.****РВ-ЗМ-2019-1 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	785/942	28	155
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	156
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	159
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	282

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 с отпайками(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	785/942	28	156
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	157
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	160
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	282

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-3 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	785/942	27	151
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	27	153
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	155
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	64	321

ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	471/565	39	205
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	471/565	37	195
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	471/565	36	191

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЗМ-2019-4 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-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	210
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	39	214
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	280

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,6 кВ.

РВ-ЗМ-2019-5 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-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	33	183
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	33	186
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	64	321
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	67	335
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	471/565	39	205
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	471/565	37	194
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	471/565	36	192

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЗМ-2019-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.

Присоединение	Длительно/аварийно-	Фактическая	Фактическая
---------------	---------------------	-------------	-------------

	допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	загрузка Р (МВт)	загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	39	215
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	40	220
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	102	516
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	61	315
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	66	323
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	69	348
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	69	348

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,6 кВ.

РВ-ЗМ-2019-6.1 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ.

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	33	183
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	187
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	73	363
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	62	313
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	558/600	47	246
ВЛ 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая (Л-174)	525/525	41	222
ВЛ 110 кВ Терек-Тяговая – Горячеисточнинская с отпайкой на ПС Червленая (Л-175)	558/600	41	223
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	68	343
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	68	343
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	60	296

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 101,6 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,6 кВ.

РВ-ЗМ-2019-7 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	785/942	28	156
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	157
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	160
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	282

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-8 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	785/942	26	147
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	27	148
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	27	151
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	288

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,9 кВ.

РВ-ЗМ-2019-9 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	785/942	30	162
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	163
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	166
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	285

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЗМ-2019-10 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	785/942	28	155
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	156
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	159
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/660	74	504
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 1 ц.	471/565	45	302
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	42	286
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	282

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 89,5 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149).

Присоединение	Длительно/аварийно- допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	28	155
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	156
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	159
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	79	472
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	282

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 104,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

**РВ-ЗМ-2019-12 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 загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	28	153
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	154
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	157
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	67	338
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-13 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	785/942	24	120
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	24	121
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	24	123
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	55	279

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 107 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,9 кВ.

РВ-ЗМ-2019-14 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	785/942	23	139
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	23	140
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	24	142
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	279

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,6 кВ.

РВ-ЗМ-2019-15 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	785/942	28	155
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	157
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	159
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	111	564
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	281

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-16 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	785/942	28	156
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	157
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	159
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	111	564
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	281

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-17 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	785/942	21	126
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	22	127
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	22	129
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	285
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	80	399
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	63	309

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,2 кВ.

РВ-ЗМ-2019-18 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	785/942	16	108
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	16	109
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	17	111
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334

ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	291
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	66	322
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	558/600	41	203

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,4 кВ.

РВ-ЗМ-2019-19 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	785/942	28	155
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	156
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	159
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	86	432
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	61	313

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЗМ-2019-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайкой на ПС Южная 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	785/942	29	160
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	161
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	164
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	281
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	61	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	337
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	336

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Грозный с отпайкой на ПС Южная 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	785/942	29	160
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	161
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	164
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	281
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	551/630	61	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	68	338
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	335

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,8 кВ.

РВ-ЗМ-2019-22 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	30	166
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	167
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	170
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	279
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	66	336
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	71	357
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	71	356

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,9 кВ.

РВ-ЗМ-2019-23 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево

Присоединение	Длительно/аварийно-	Фактическая	Фактическая
---------------	---------------------	-------------	-------------

	допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	загрузка Р (МВт)	загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	25	141
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	25	142
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	26	144
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	59	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	283
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	336
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	335

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,9 кВ.

ОВ-ЗМ-2019-24 Режим: Нормальный режим работы энергорайона ПС 110 кВ Самашки

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
Т-1 ПС 110 кВ Самашки сторона 110 кВ	88/123	15,2	87
Т-1 ПС 110 кВ Самашки сторона 35 кВ	264/336	11,6	200
Т-1 ПС 110 кВ Самашки сторона 10 кВ	924/1176	3,4	208
Т-2 ПС 110 кВ Самашки сторона 110 кВ	88/123	9,4	53
Т-2 ПС 110 кВ Самашки сторона 35 кВ	264/336	8,4	142
Т-2 ПС 110 кВ Самашки сторона 10 кВ	924/1176	1,0	56

РВ-ЗМ-2019-25 Режим: Послеаварийный режим работы отключения Т-1 ПС 110 кВ Самашки

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
Т-1 ПС 110 кВ Самашки сторона 110 кВ	88/123	0	0
Т-1 ПС 110 кВ Самашки сторона 35 кВ	264/336	0	0
Т-1 ПС 110 кВ Самашки сторона 10 кВ	924/1176	0	0
Т-2 ПС 110 кВ Самашки сторона 110 кВ	88/123	24,1	140
Т-2 ПС 110 кВ Самашки сторона 35 кВ	264/336	19,6	343
Т-2 ПС 110 кВ Самашки сторона 10 кВ	924/1176	4,3	265

Приложение РВ-ЗМ-2020-Графика

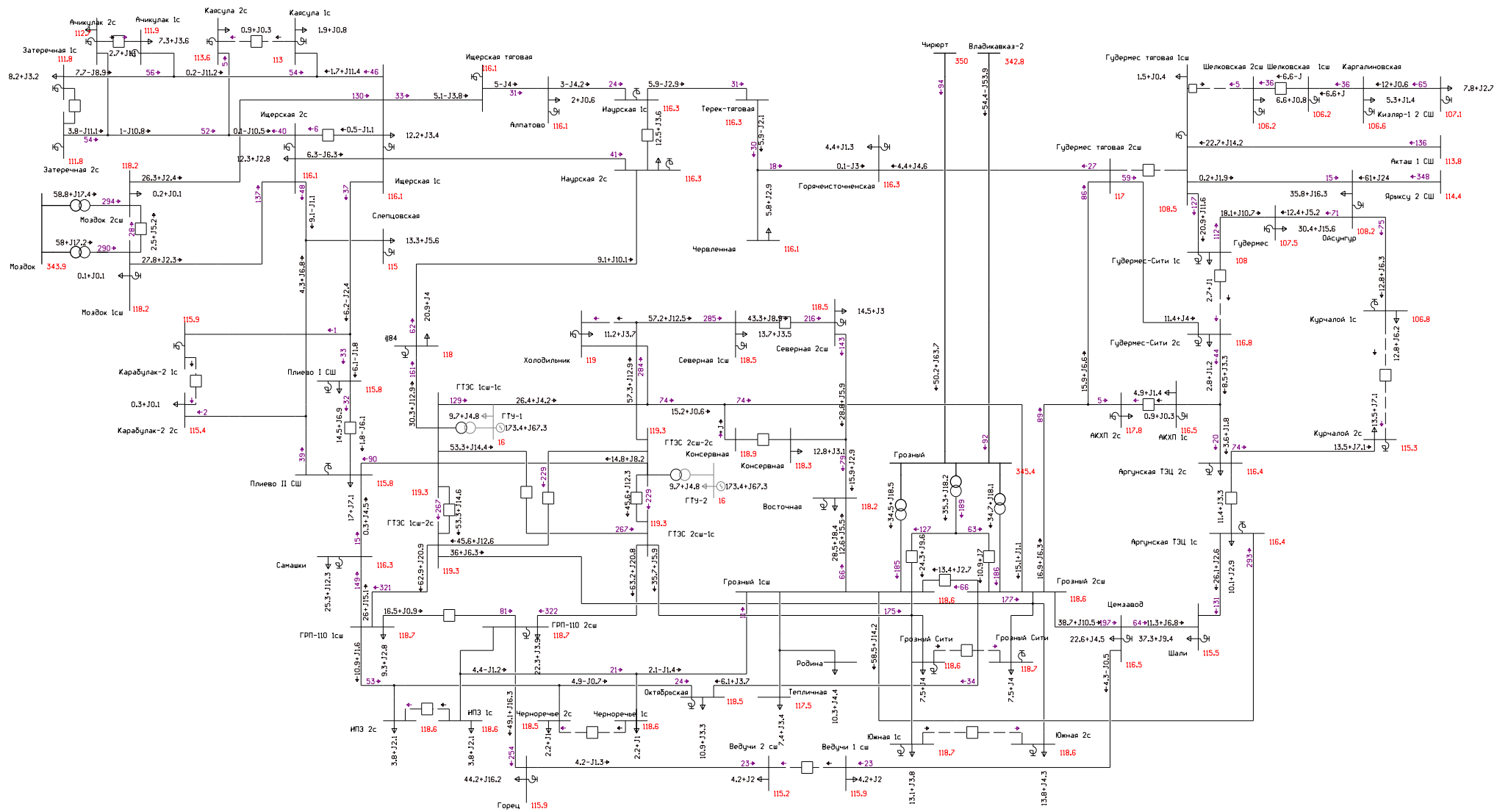


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-1

Режим: Нормальный

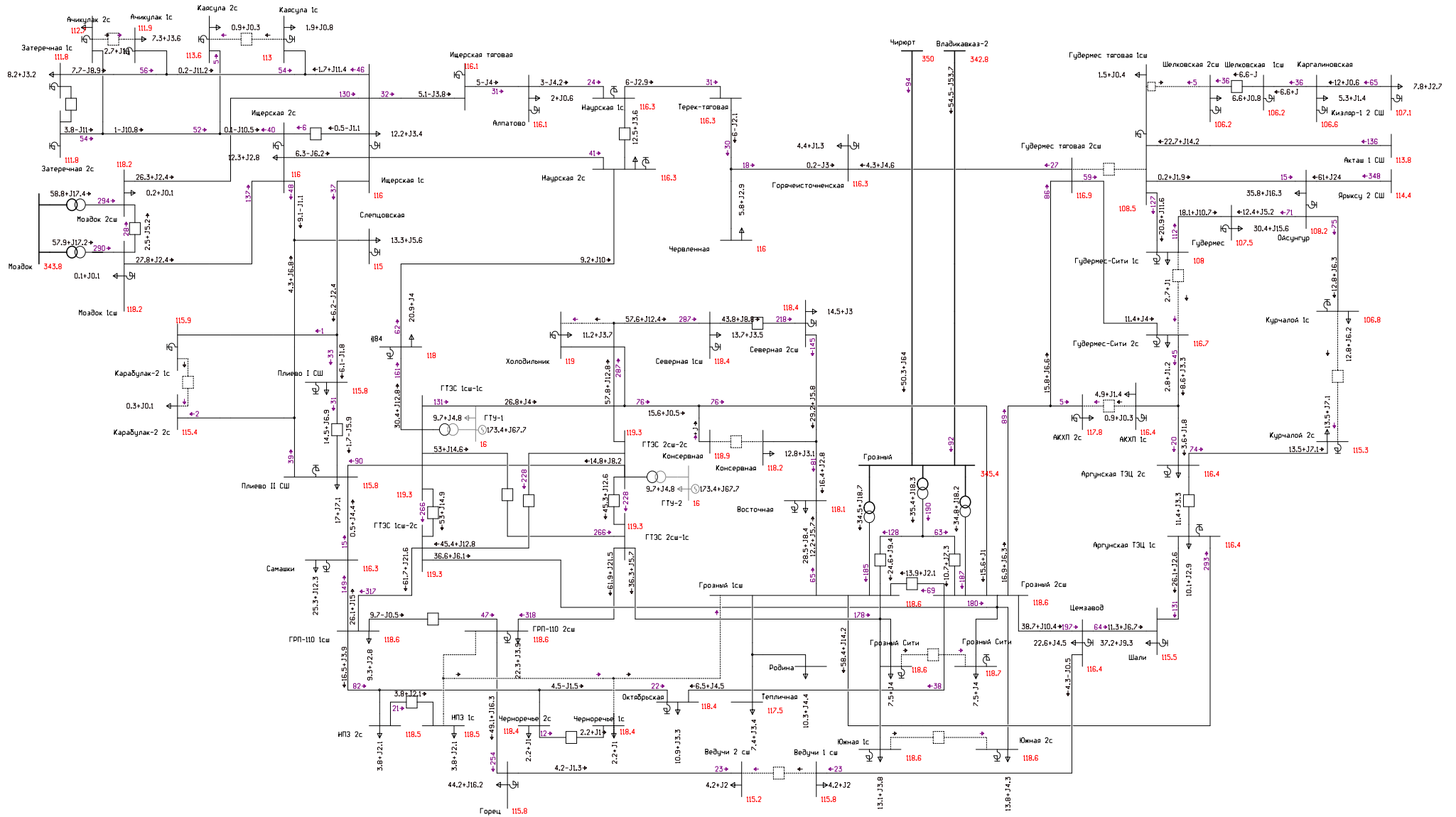


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 с оттайками(Л-136)

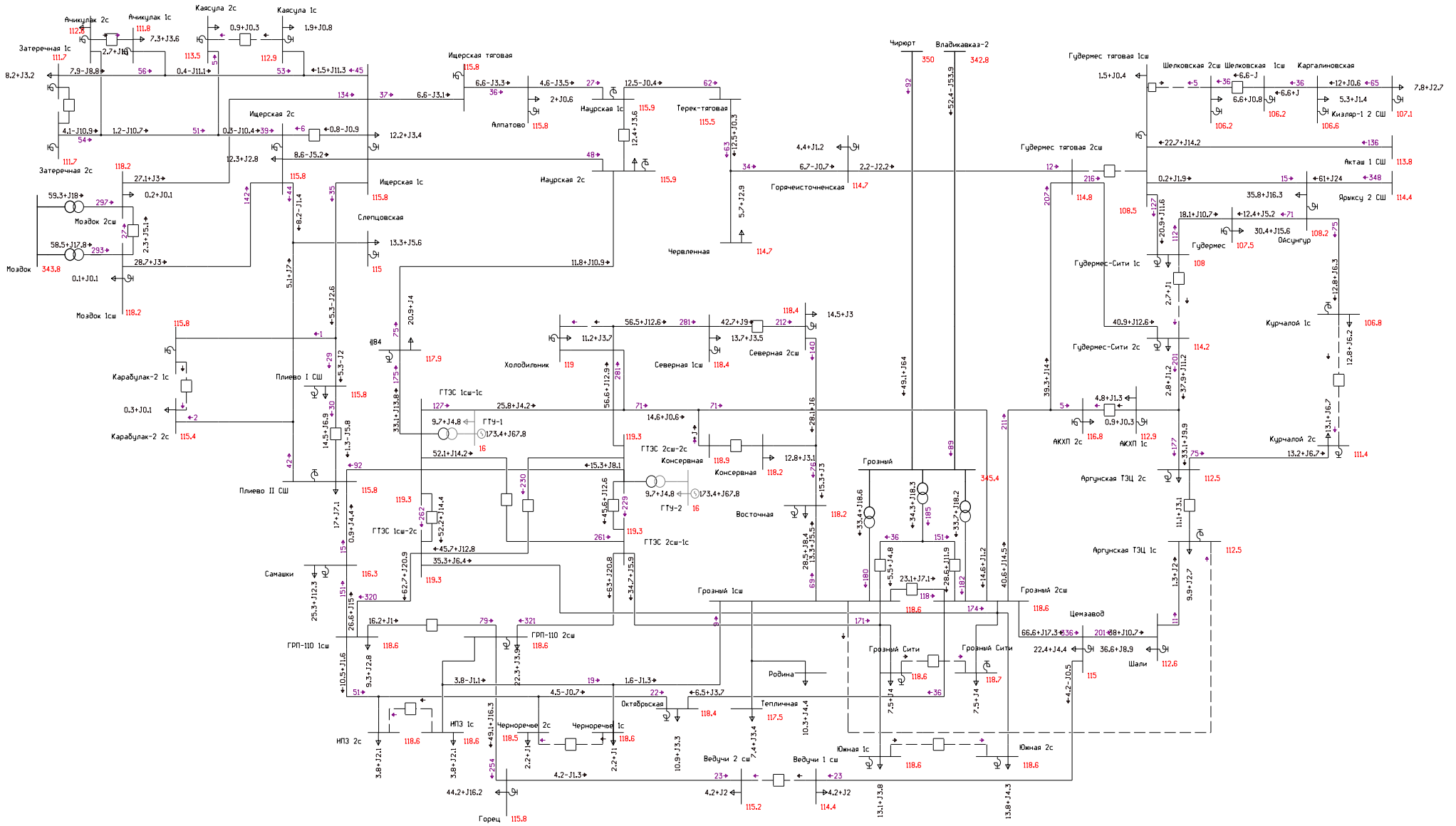


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-3

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

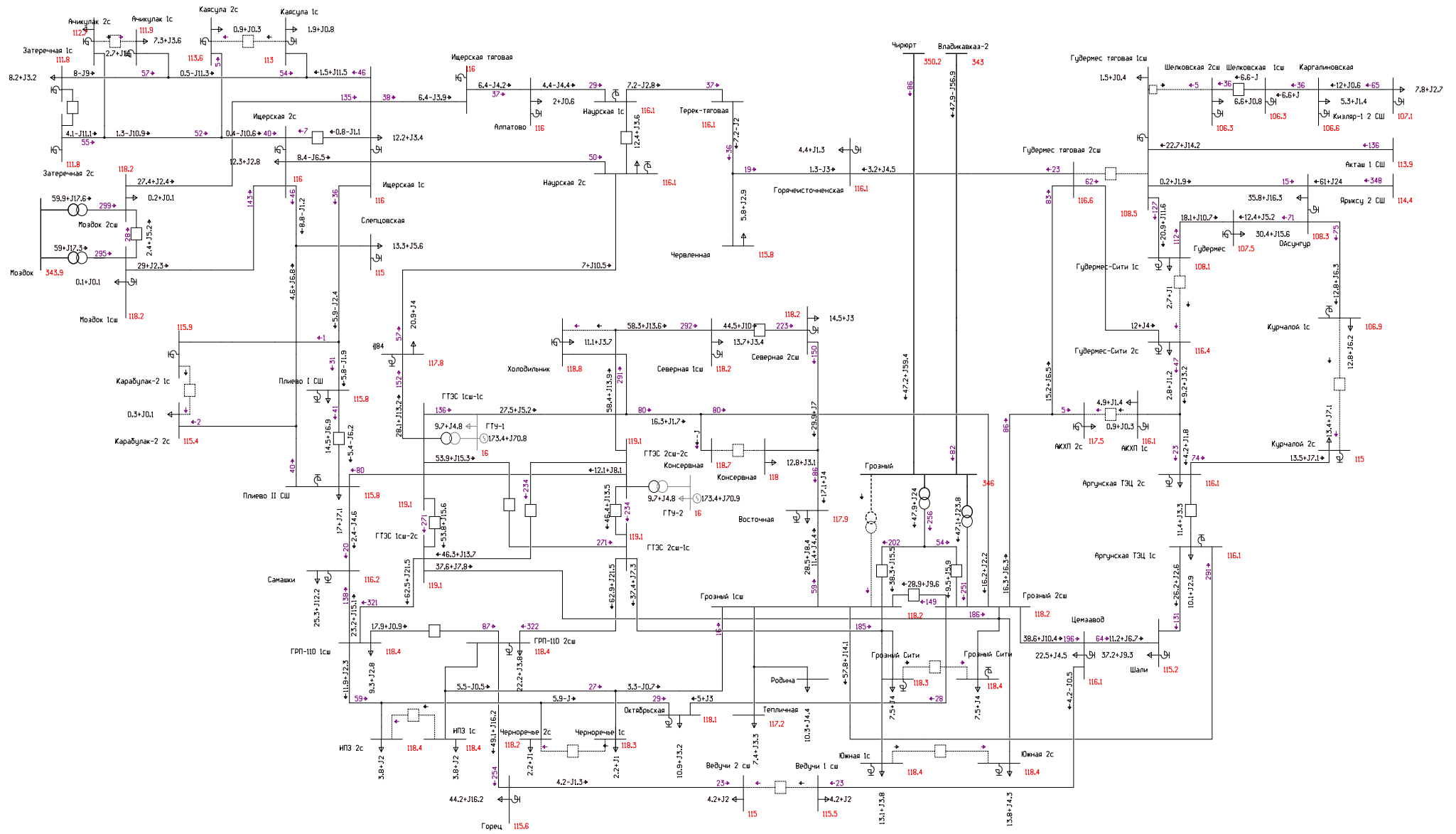


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

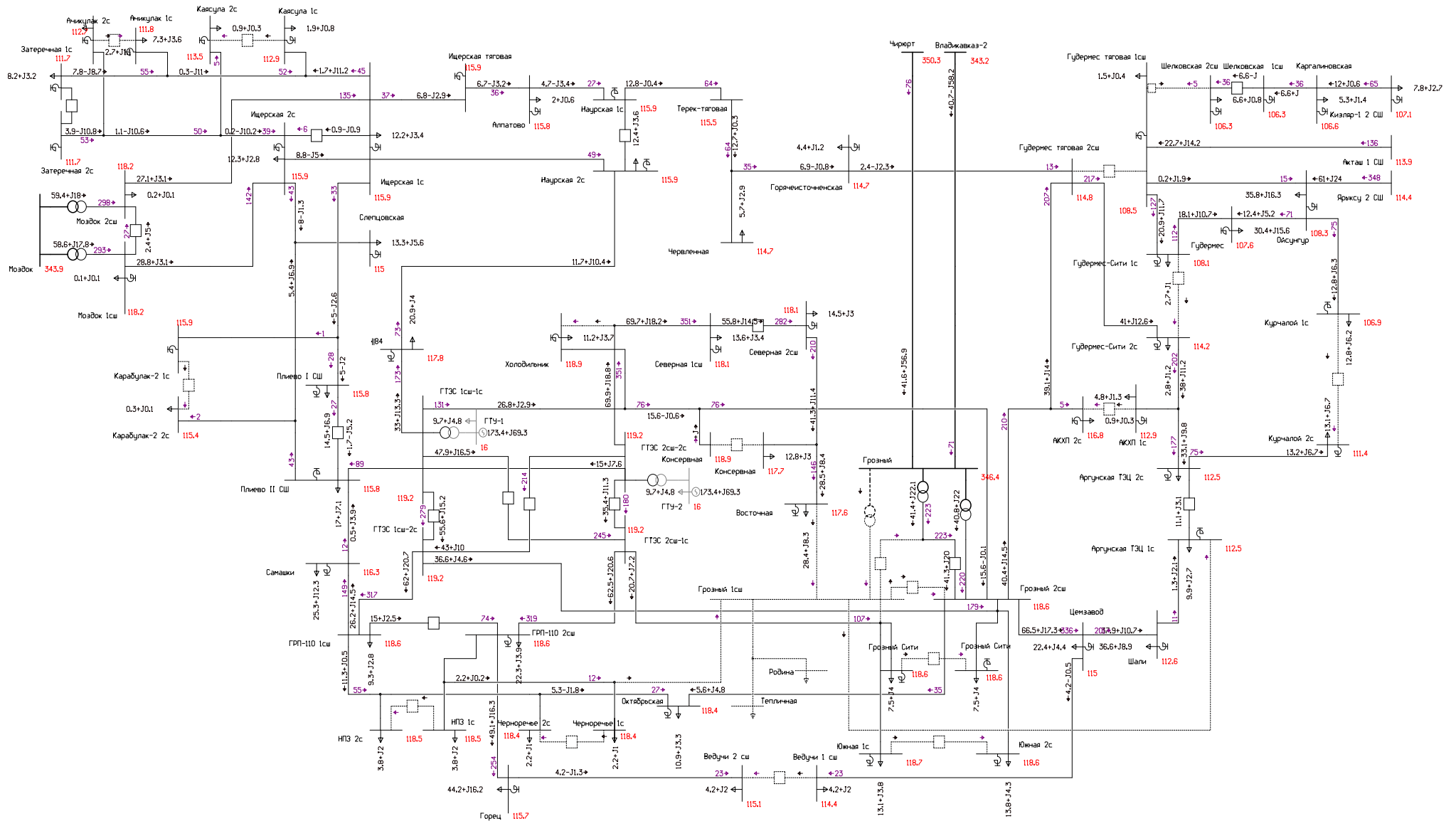


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

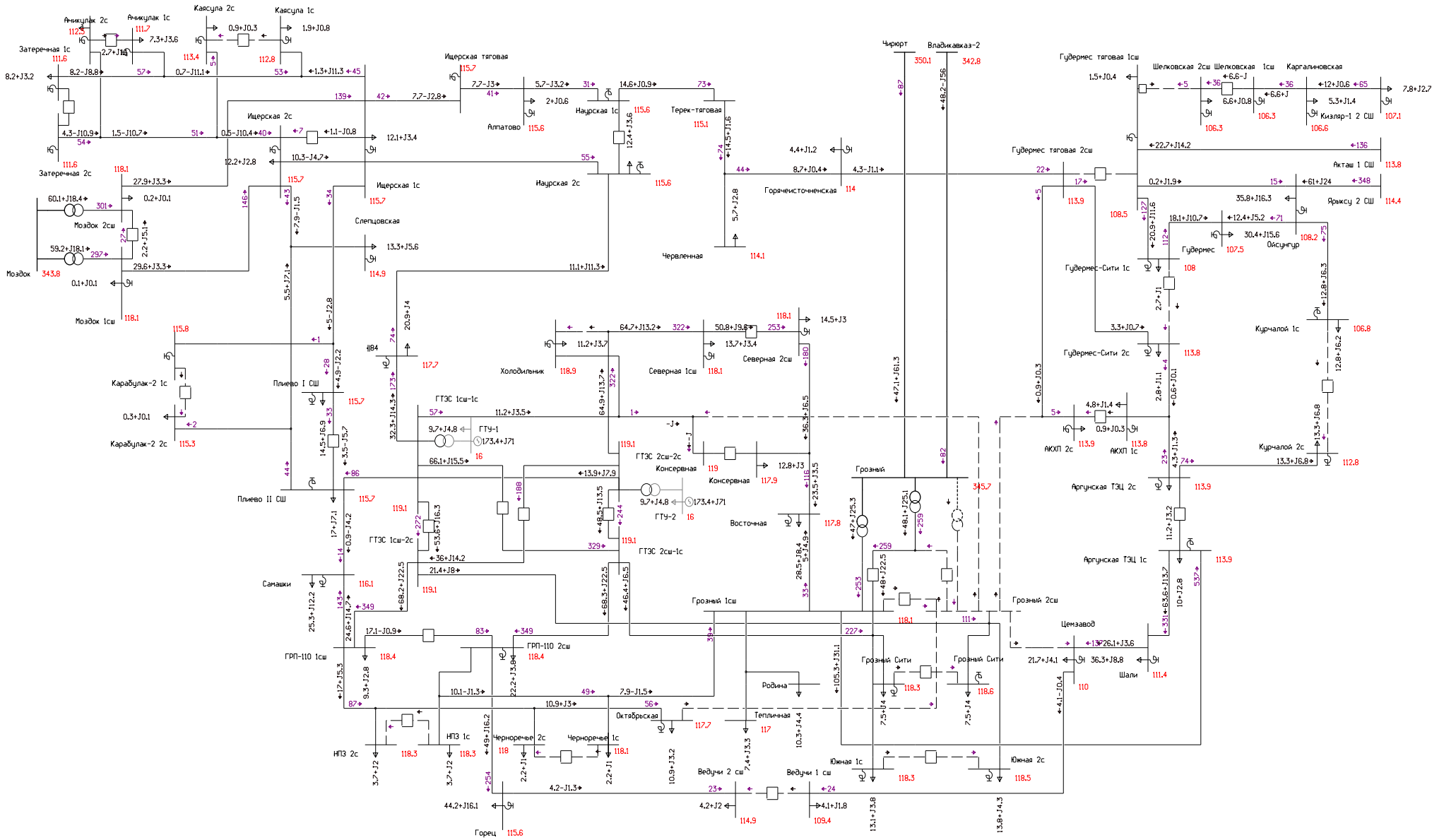


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

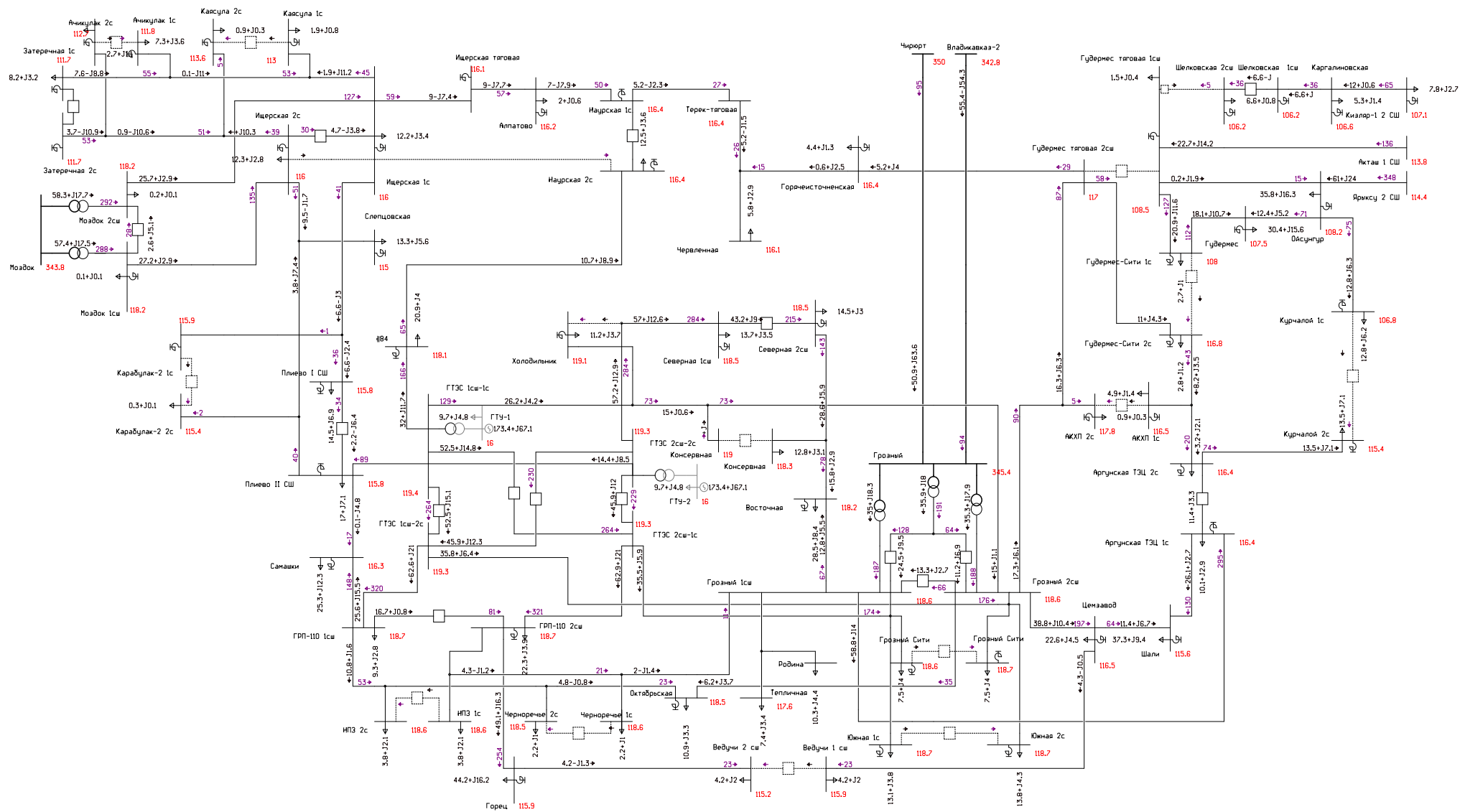


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130)

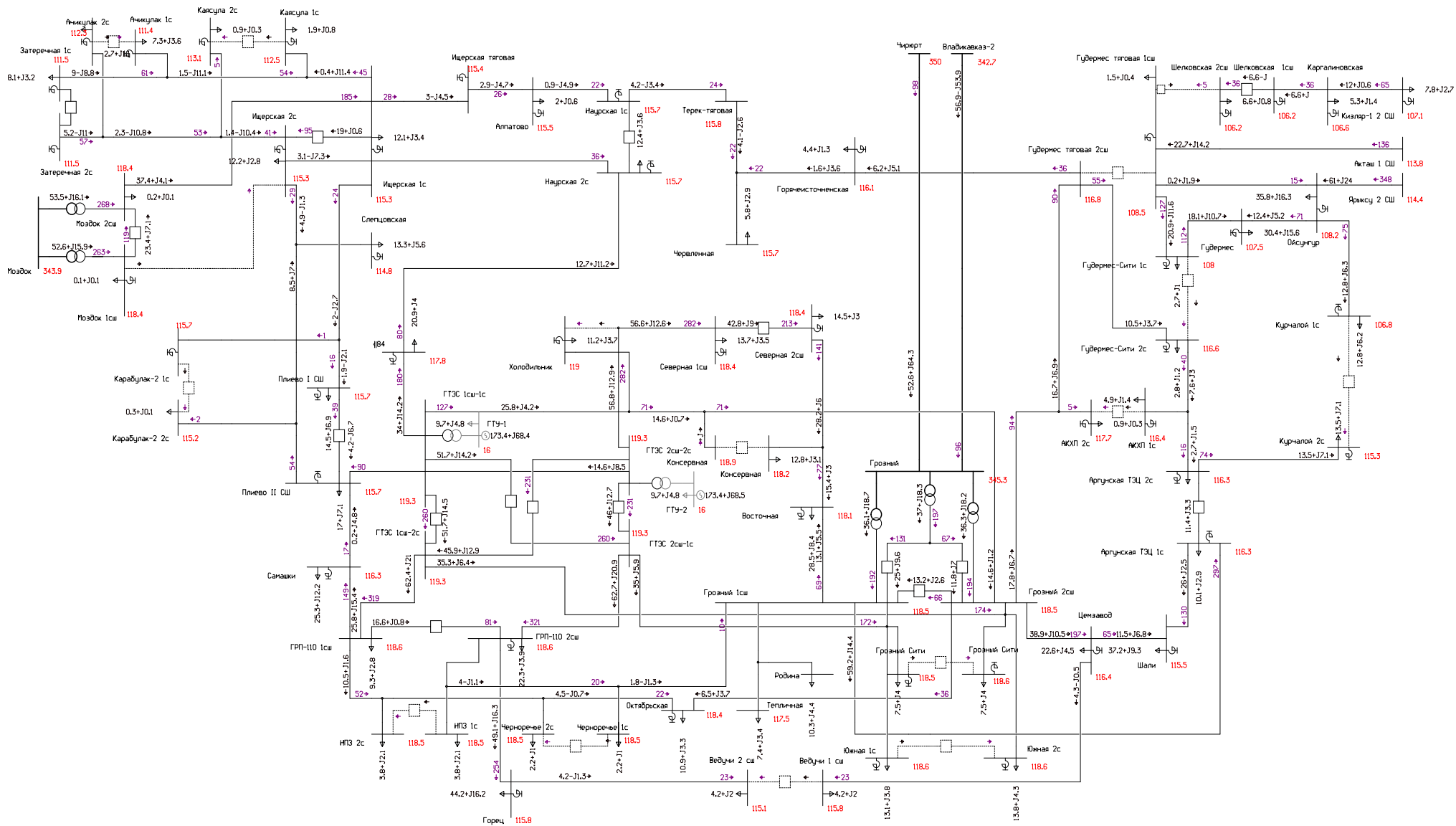


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

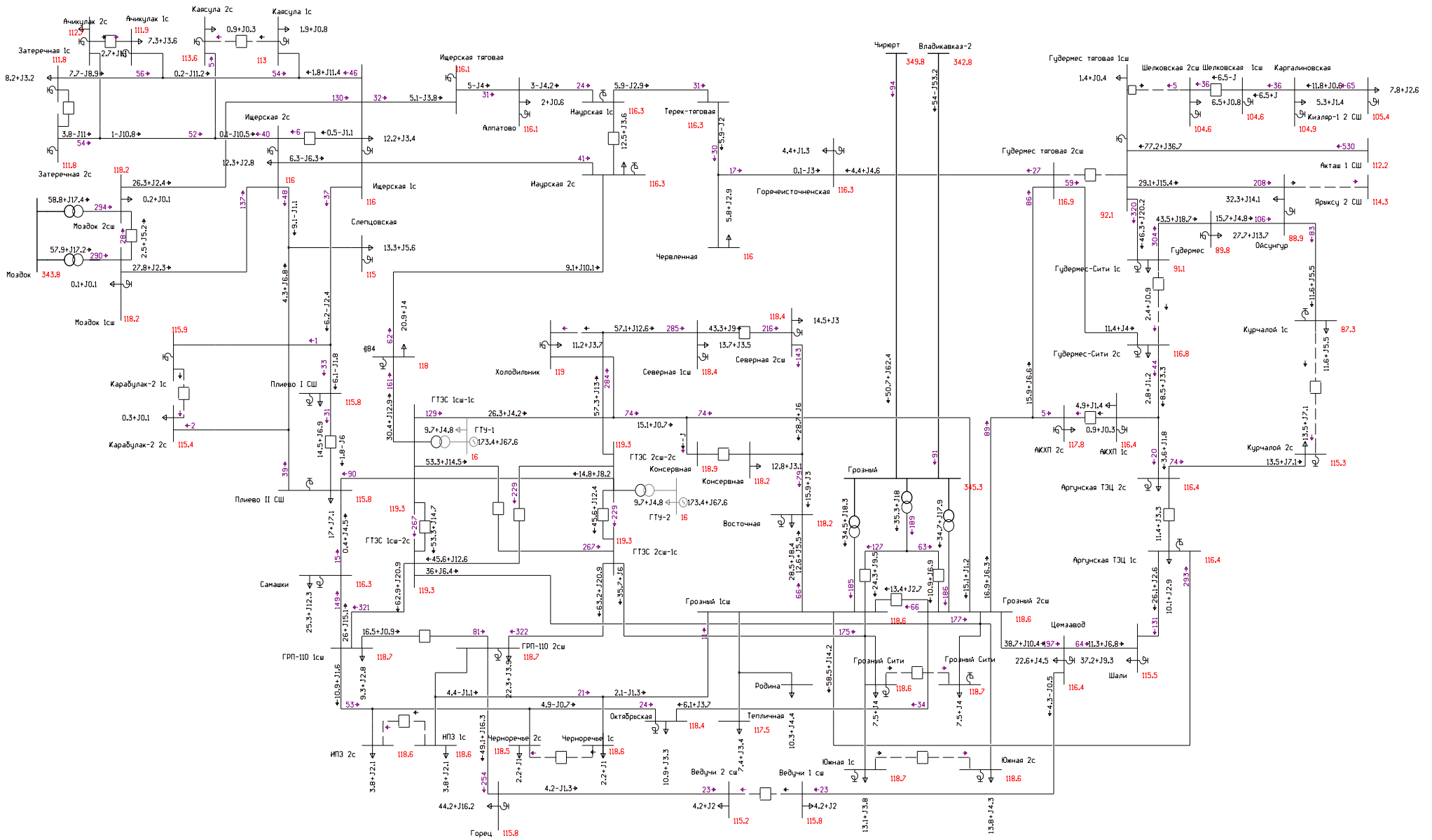


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярлыксу-Ойсунгур(Л-128)

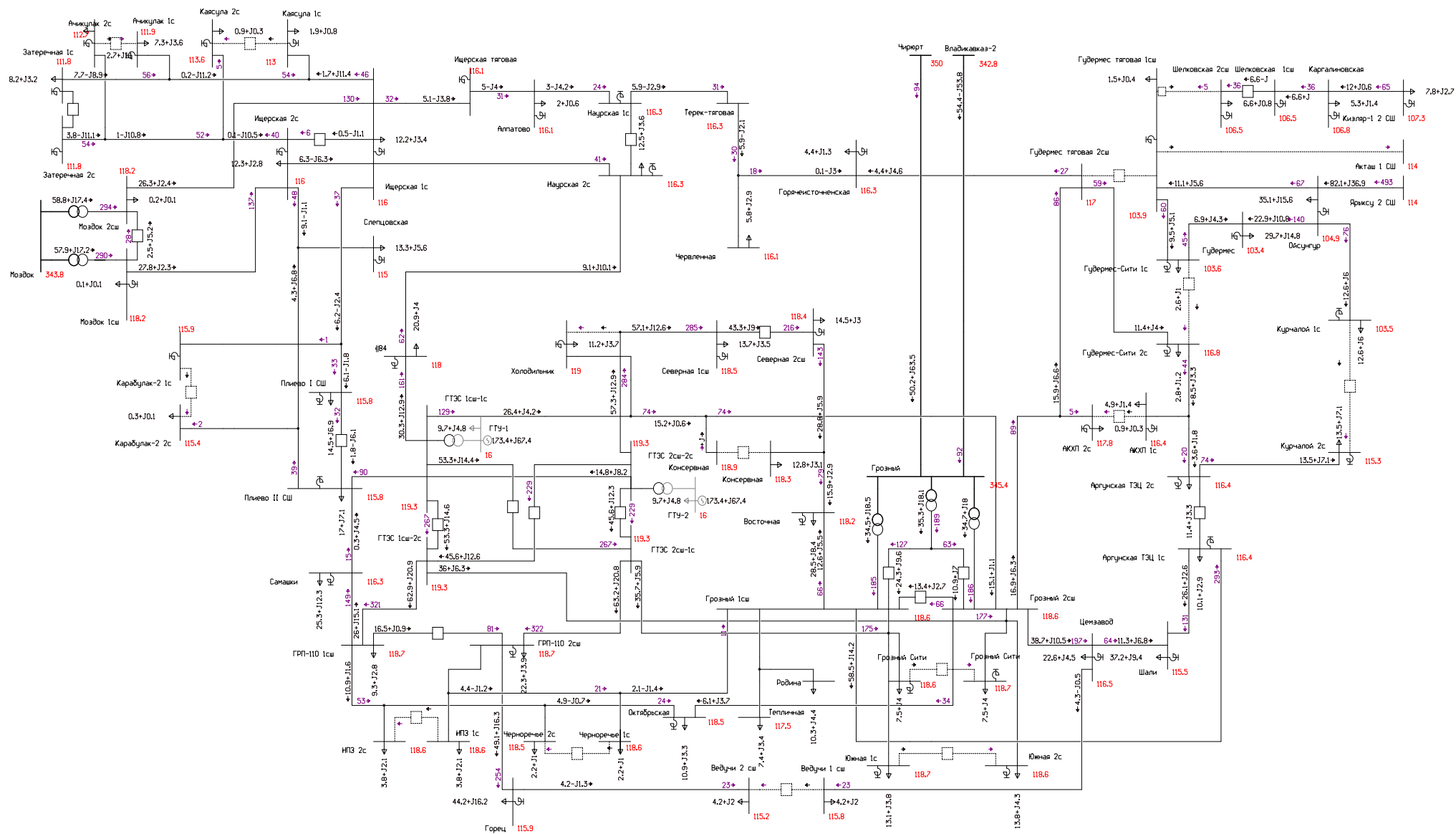


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)

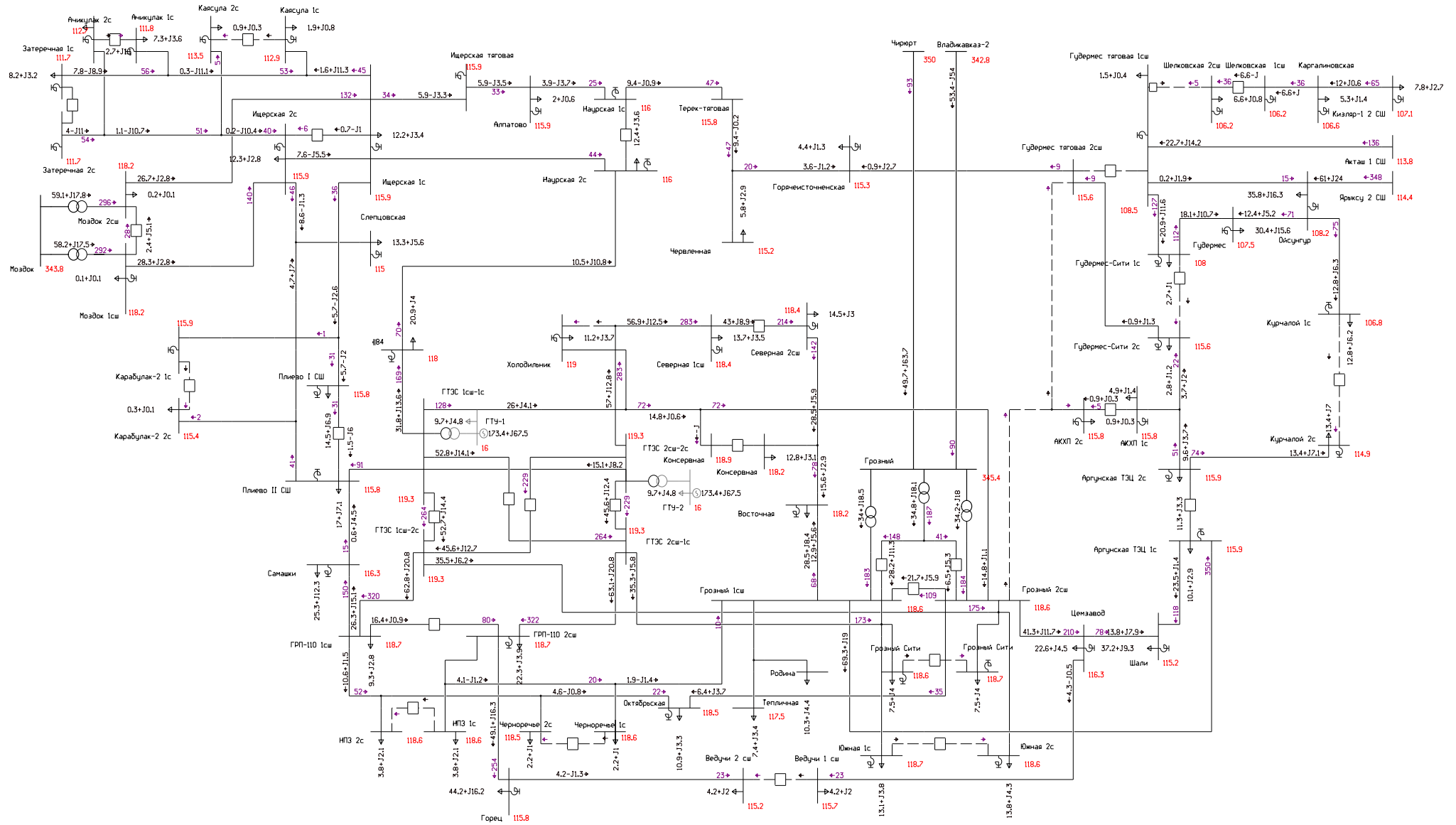


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141).

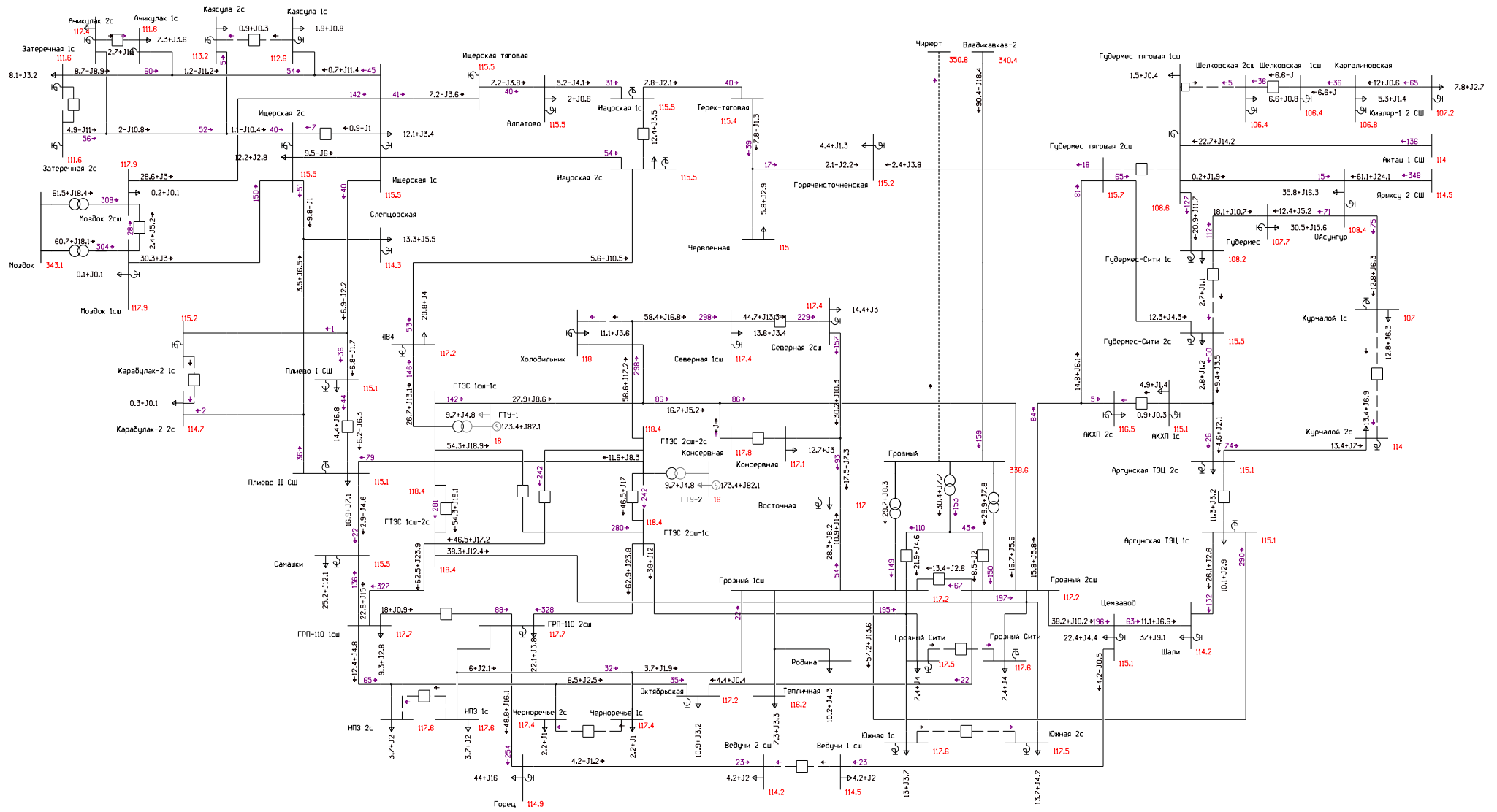


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт

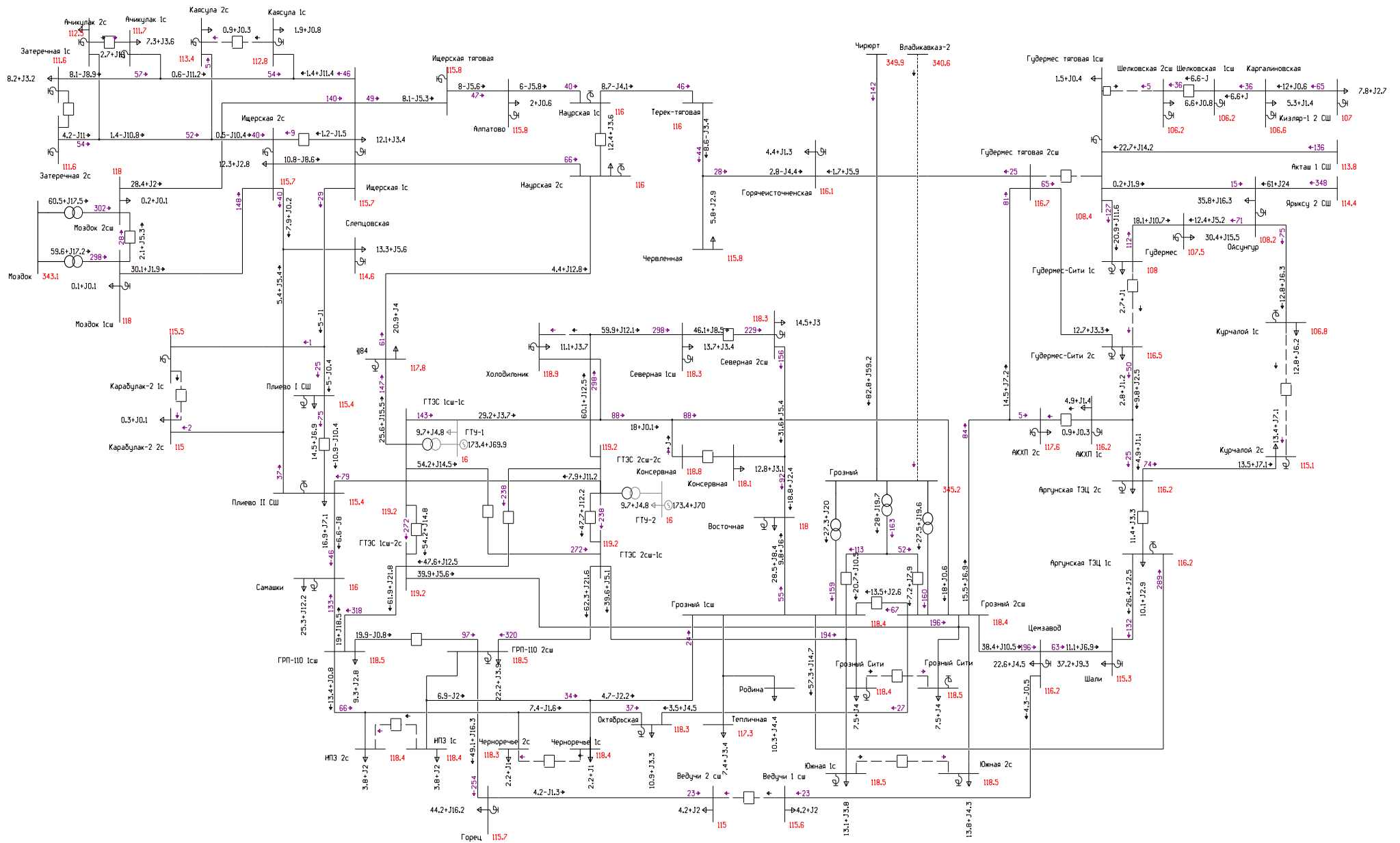


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный

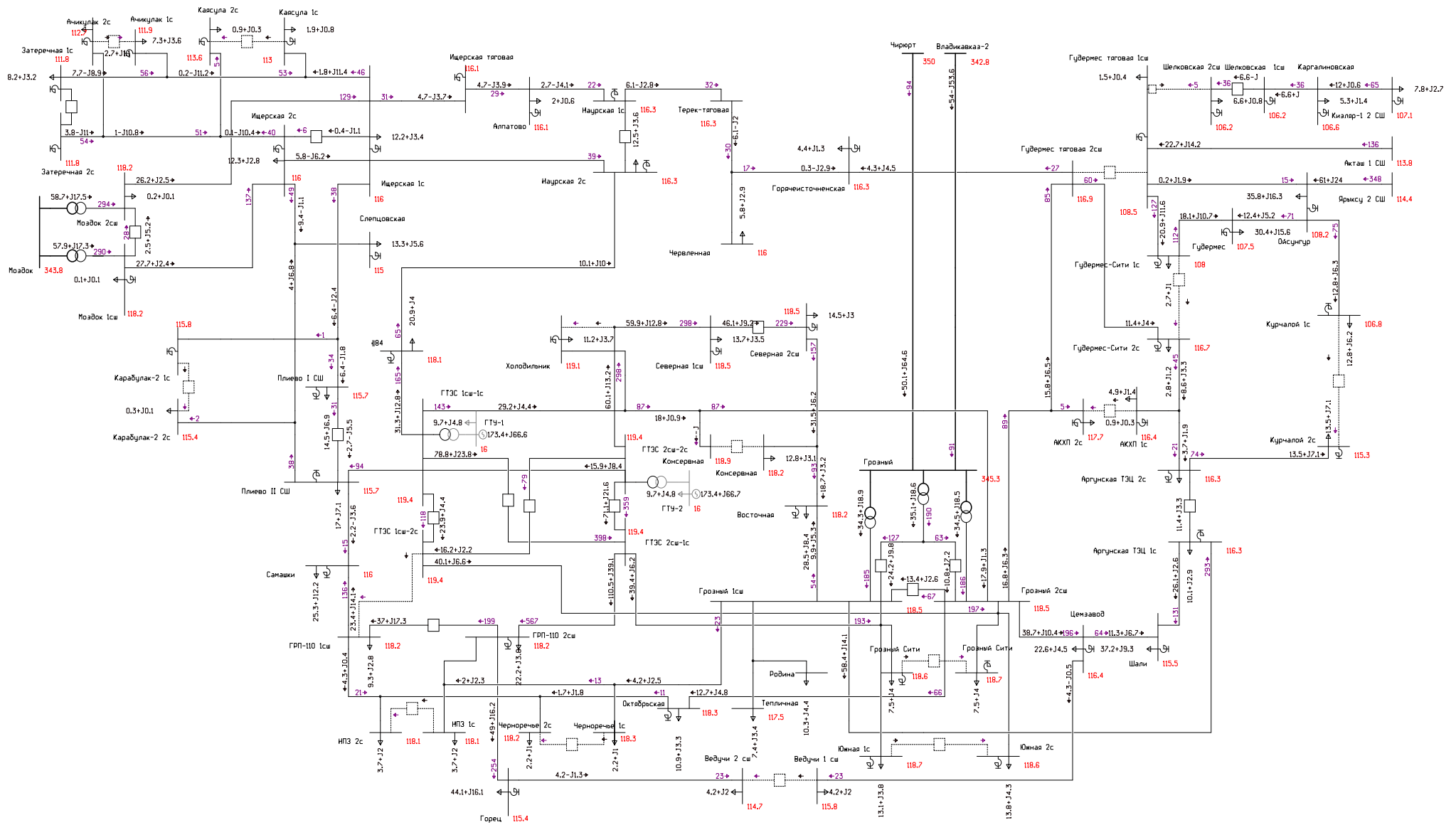


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1ц.

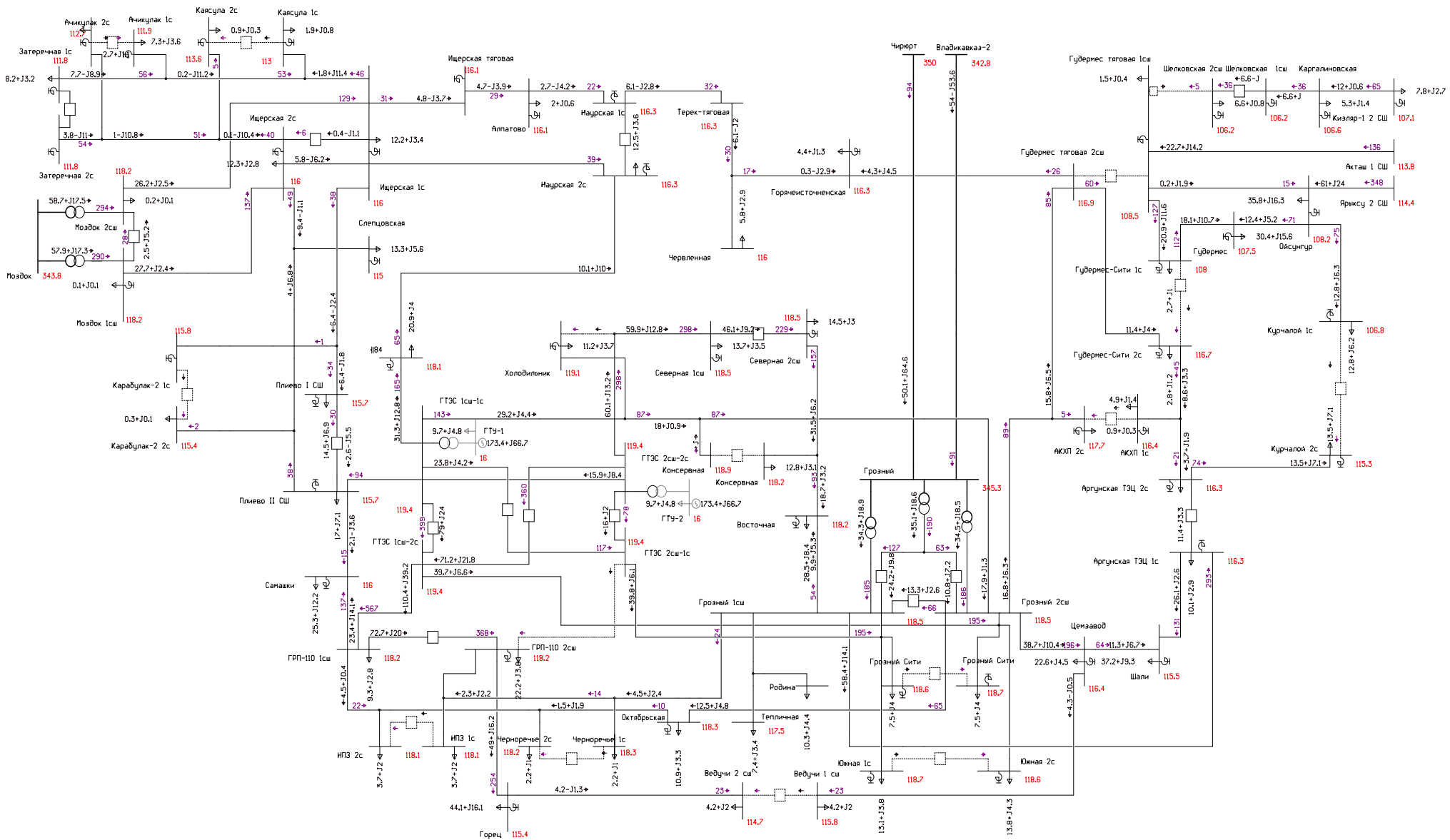


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-16 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 2с.

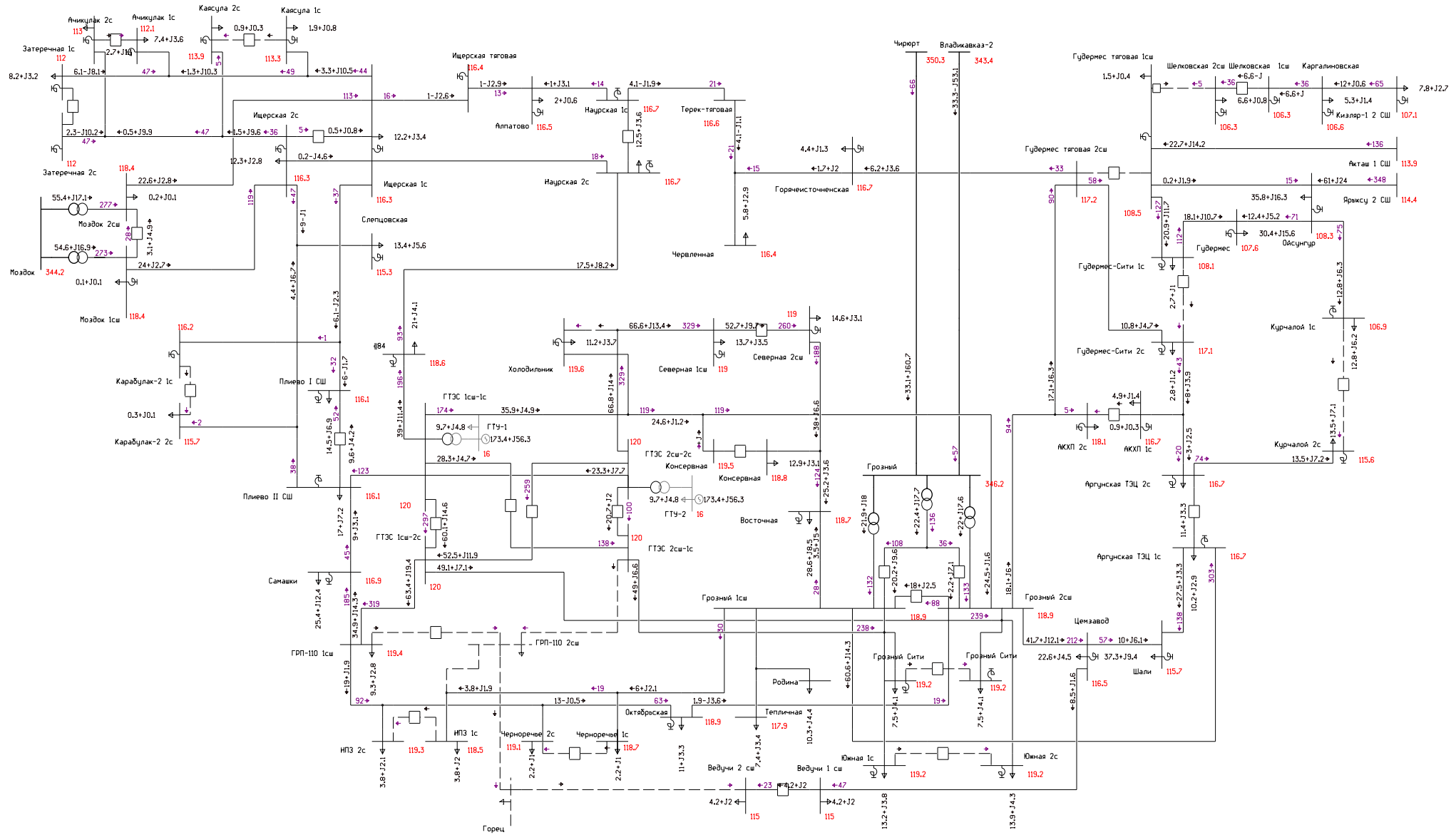


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-18 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

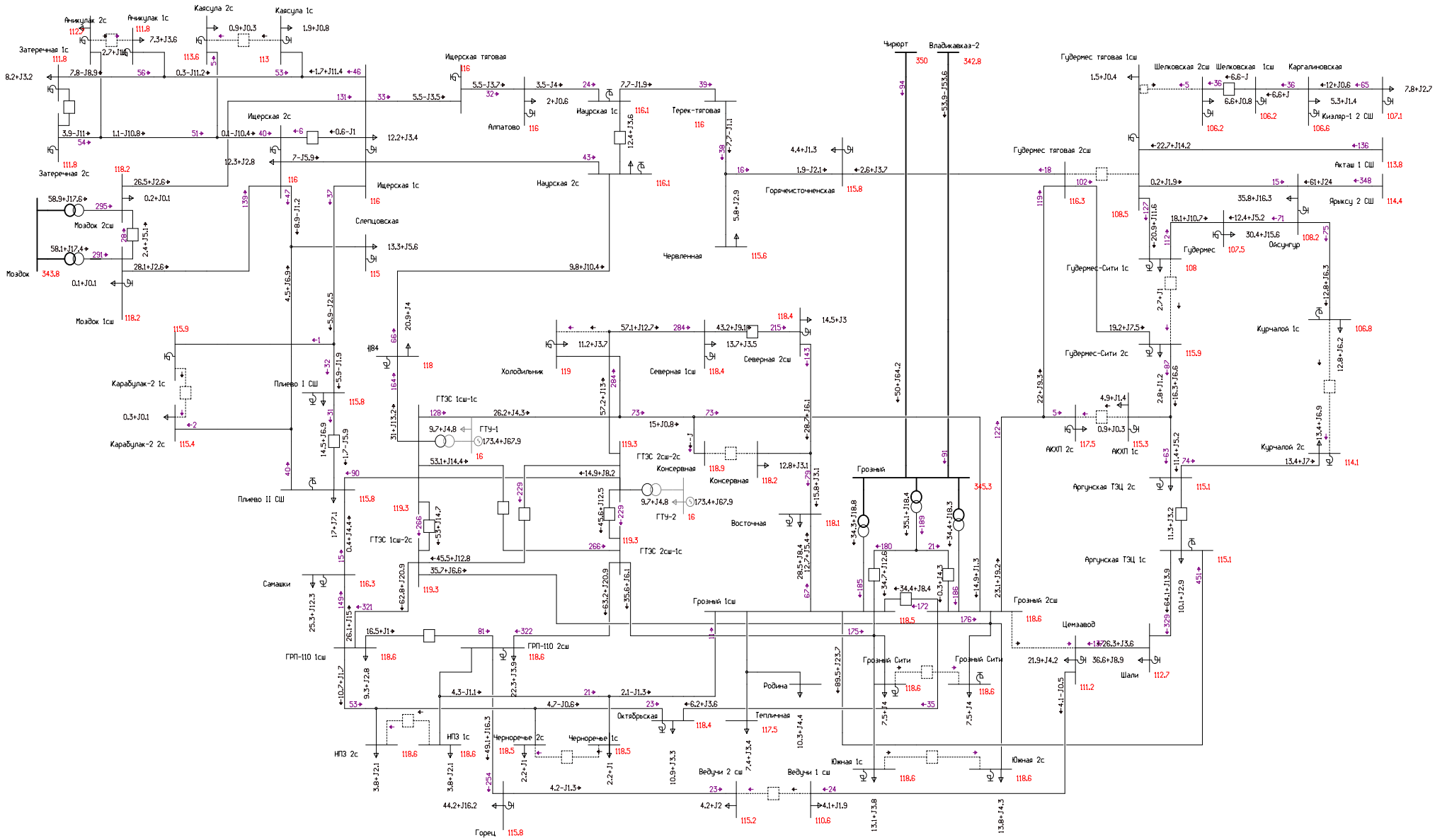


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод (Л-161)

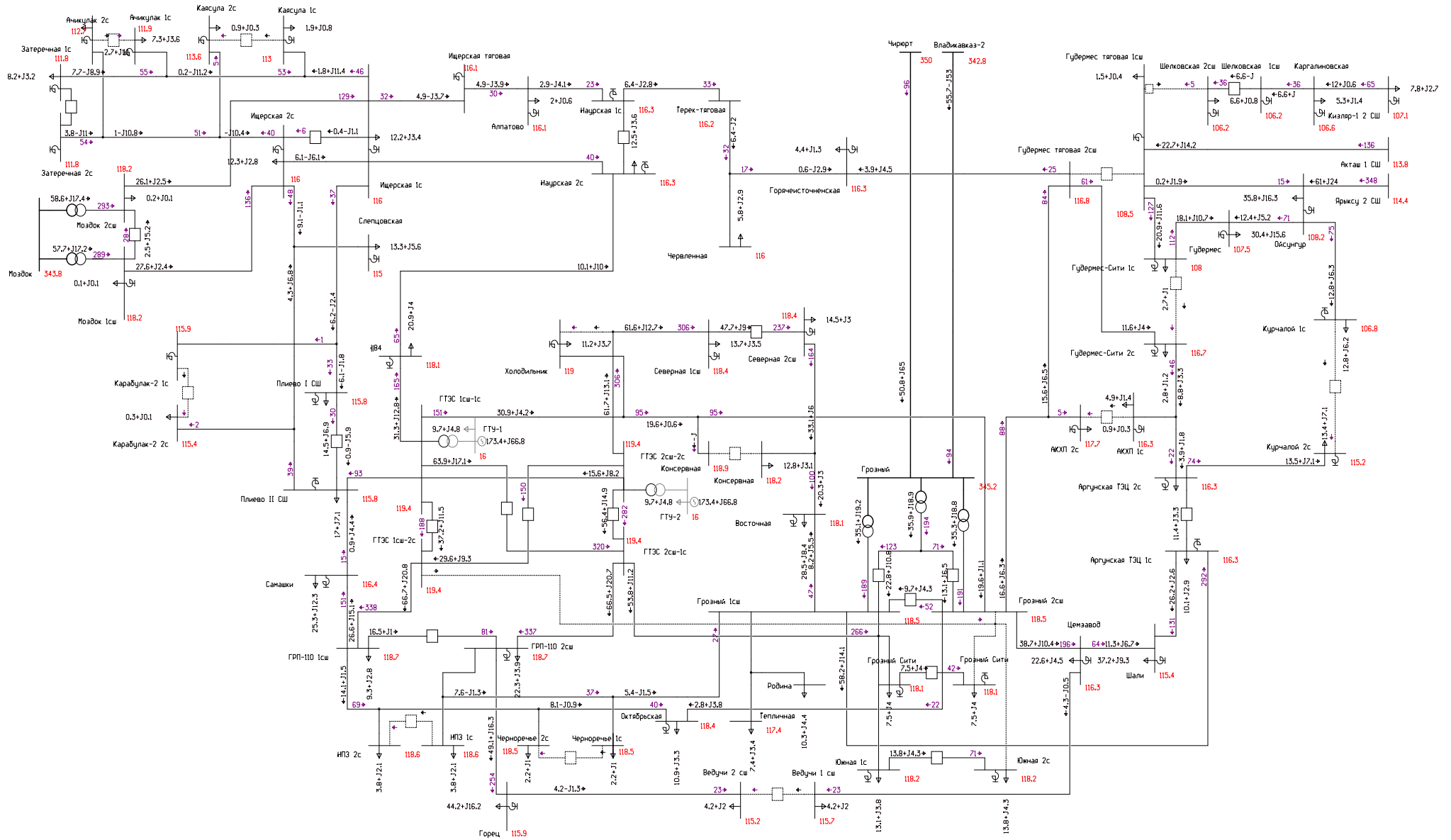


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 ц.

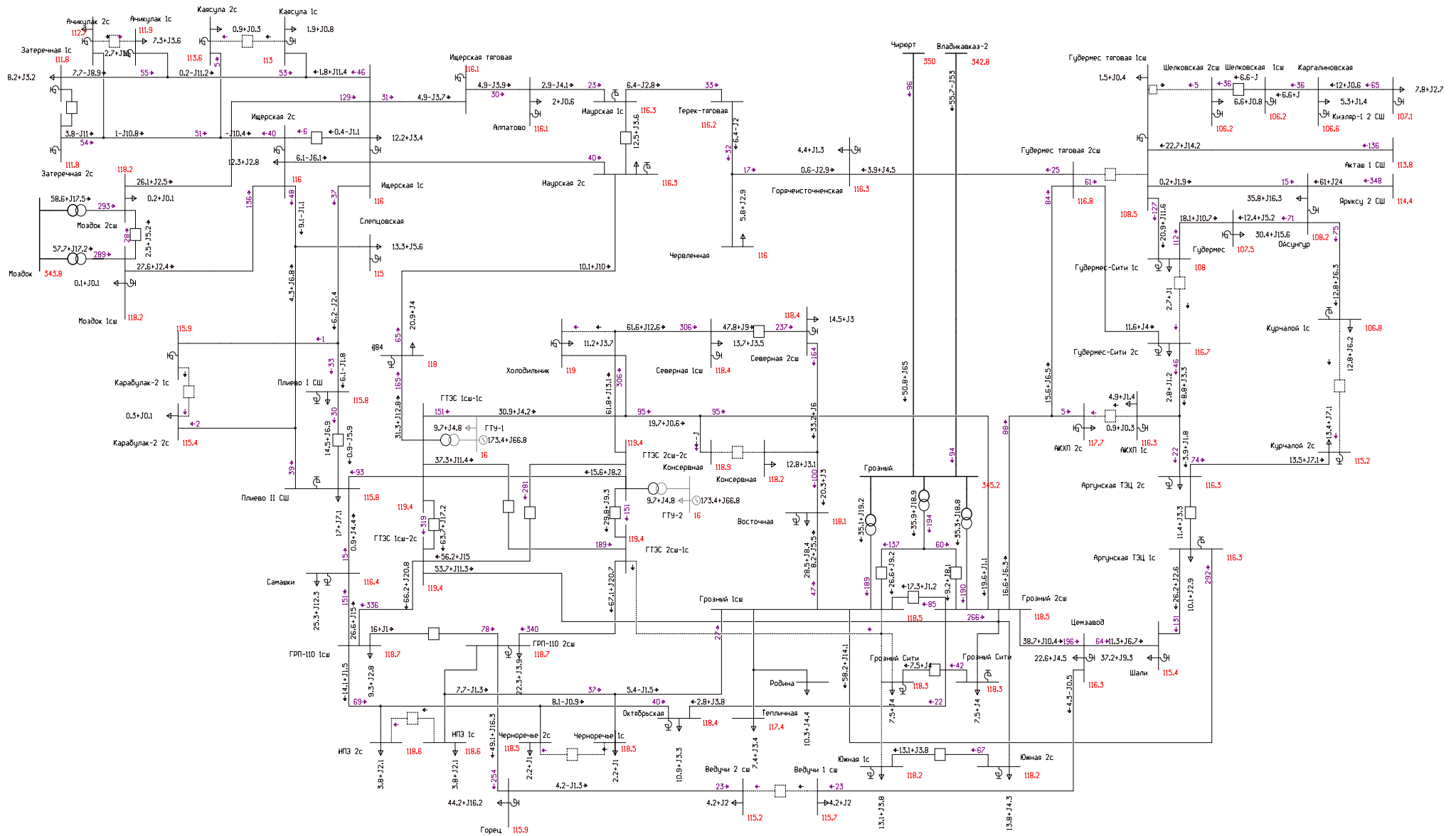


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 1 ц.

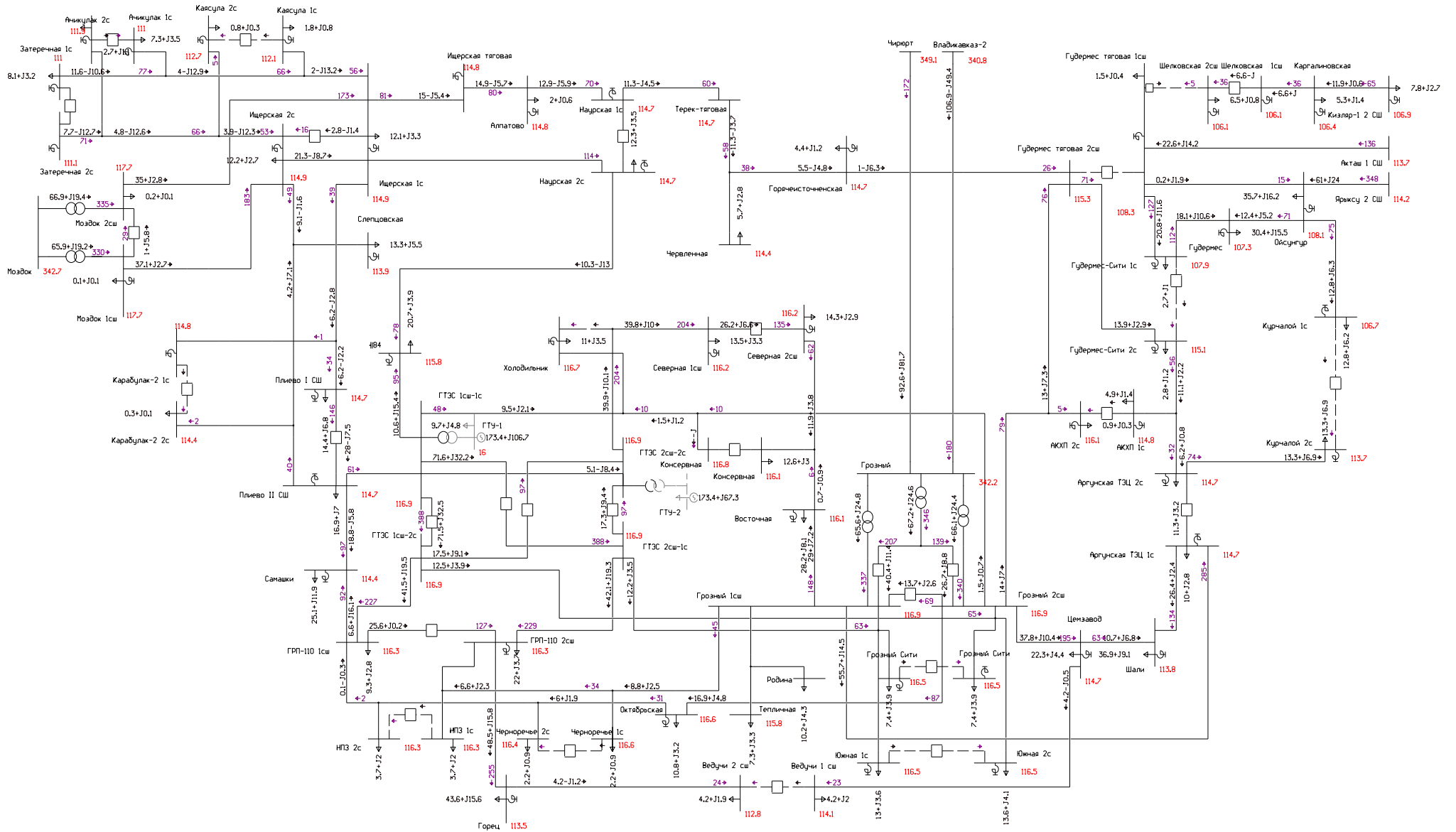


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-22 Режим: Послеаварийный отключение ГТУ-2 Грозненской ТЭС

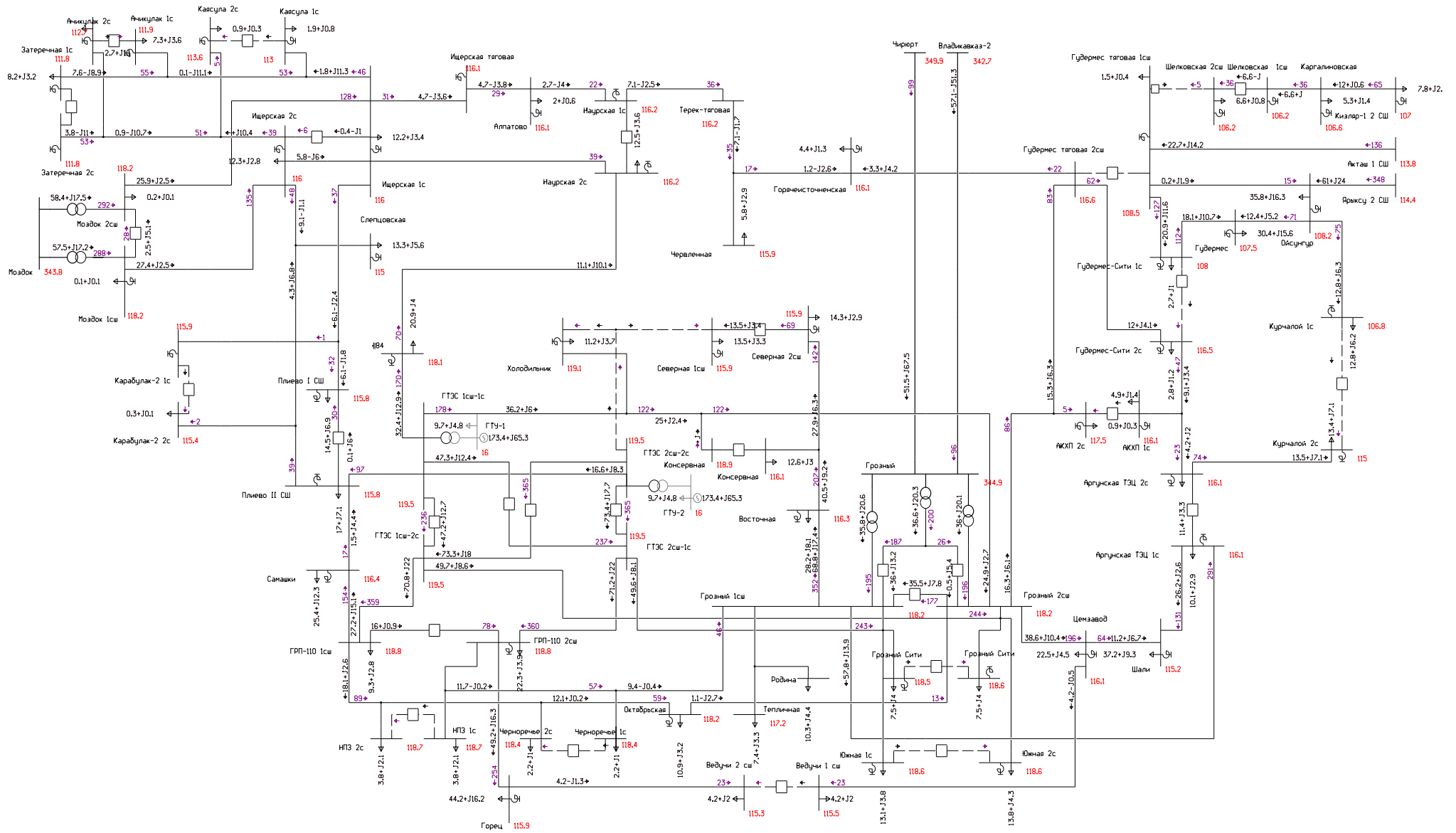


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-23 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)

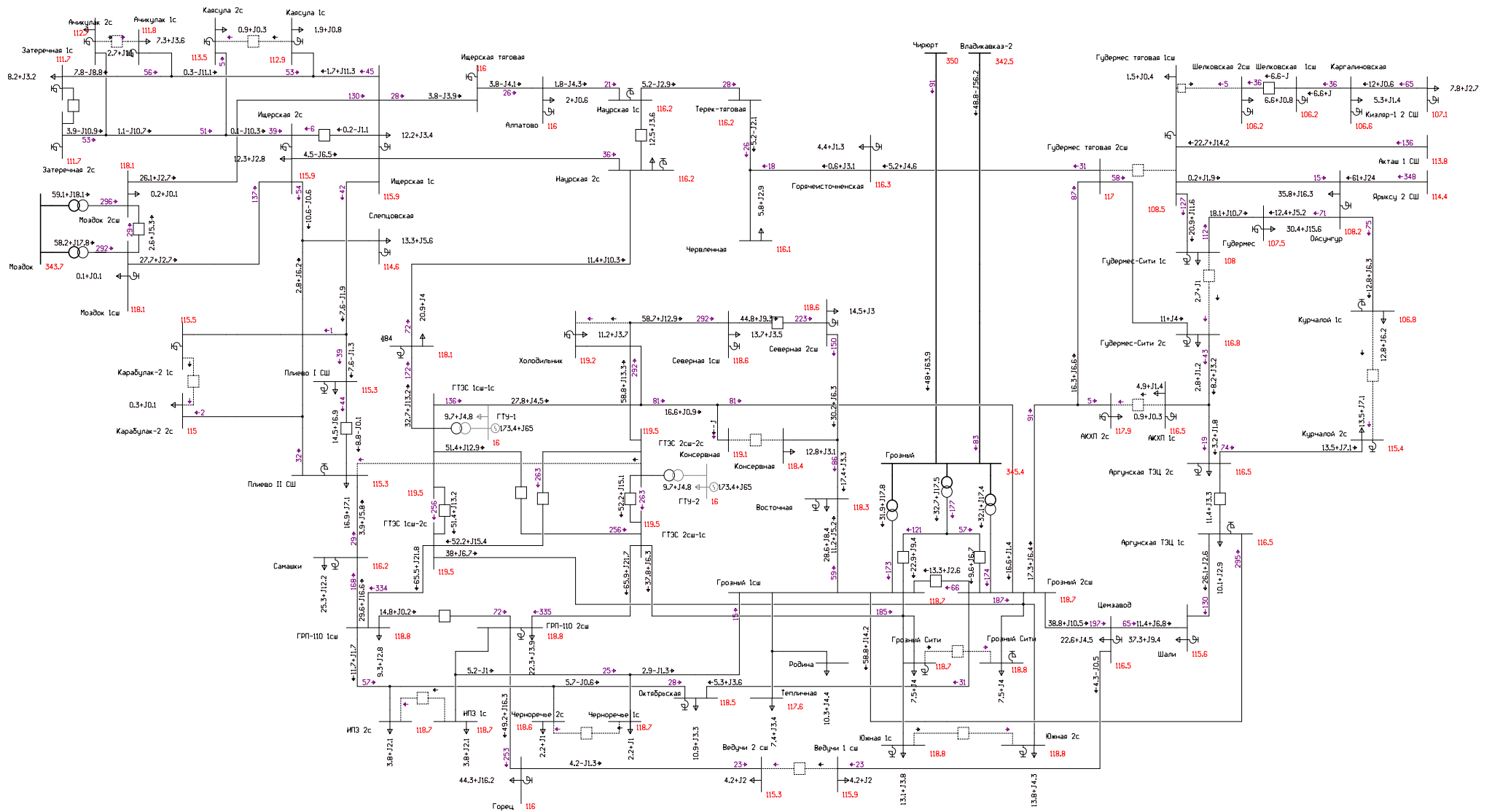


Рисунок № РВ-ЗМ-2020-24 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево

Приложение РВ-ЗМ-2020-Таблицы**1.5.1.2. 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	785/942	34	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	186
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	189
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	293

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 кВ.

РВ-ЗМ-2020-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 с отпайками(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	785/942	35	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	187
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	190
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	293

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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	785/942	33	180
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	182
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	185
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	67	335

ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	471/565	41	217
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	471/565	38	202
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	471/565	38	202

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	47	251
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	48	256
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	290

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1кВ.

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-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	41	220
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	41	223
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	66	335
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	70	351
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	471/565	41	217
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	471/565	38	202
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	471/565	38	202

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,2 кВ.

РВ-ЗМ-2020-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный.

Присоединение	Длительно/аварийно-	Фактическая	Фактическая
---------------	---------------------	-------------	-------------

	допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	загрузка Р (МВт)	загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	47	253
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	48	259
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	105	537
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	64	330
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	65	321
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	68	349
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	68	348

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1 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 загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	35	187
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	188
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	191
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	294

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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 загрузка Р.(МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	33	178
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	33	180
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	183
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	298

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,5 кВ.

РВ-ЗМ-2020-9 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	785/942	36	192
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	194
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	197
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	297

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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	785/942	34	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	186
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	189
ВЛ 110 кВ Акташ-Гудерме Тяговая(Л-149)	600/660	77	536
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 1 ц.	471/565	46	320
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	43	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	293

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 87,3кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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	785/942	34	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	186
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	189
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	82	495
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	293

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 103,5 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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	785/942	34	183
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	184
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	187
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	69	350
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 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	785/942	30	149
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	150
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	30	153
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	289
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	59	298

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,4 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 118,4 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	785/942	27	159
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	160
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	163
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350

ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	288
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	60	297

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,2 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	785/942	34	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	186
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	190
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	110	567
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	293
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	60	298

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 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	785/942	34	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	186
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	190
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	110	567
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	293
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	60	298

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4кВ.

РВ-ЗМ-2020-17 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	785/942	28	156
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	158
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	29	160
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	295
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	82	411
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	64	313

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЗМ-2020-18 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	785/942	22	132
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	22	133
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	22	136
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	61	302
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	67	328

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

РВ-ЗМ-2020-19 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	785/942	34	185
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	186
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	189
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	89	451

ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	64	329

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,3 кВ.

РВ-ЗМ-2020-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 ц.

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	35	189
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	191
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	194
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	292
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	62	305
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	338
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	337

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЗМ-2020-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 1 ц.

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	35	189
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	190
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	194
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	292
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	62	305
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	340

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	66	336
--	--------	----	-----

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЗМ-2020-22 Режим: Послеаварийный отключение ГТУ-2 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	785/942	66	337
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	66	340
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	67	346
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	56	284

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 116,9 кВ.

РВ-ЗМ-2020-23 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	36	195
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	196
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	200
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	290
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	69	352
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	71	360
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	71	358

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,5 кВ.

РВ-ЗМ-2020-24 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево

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

АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	32	173
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	32	174
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	33	177
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	471/565	61	350
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	294
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	66	335
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	66	334

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,5 кВ.

Приложение РВ-ЗМ-2023-Графика

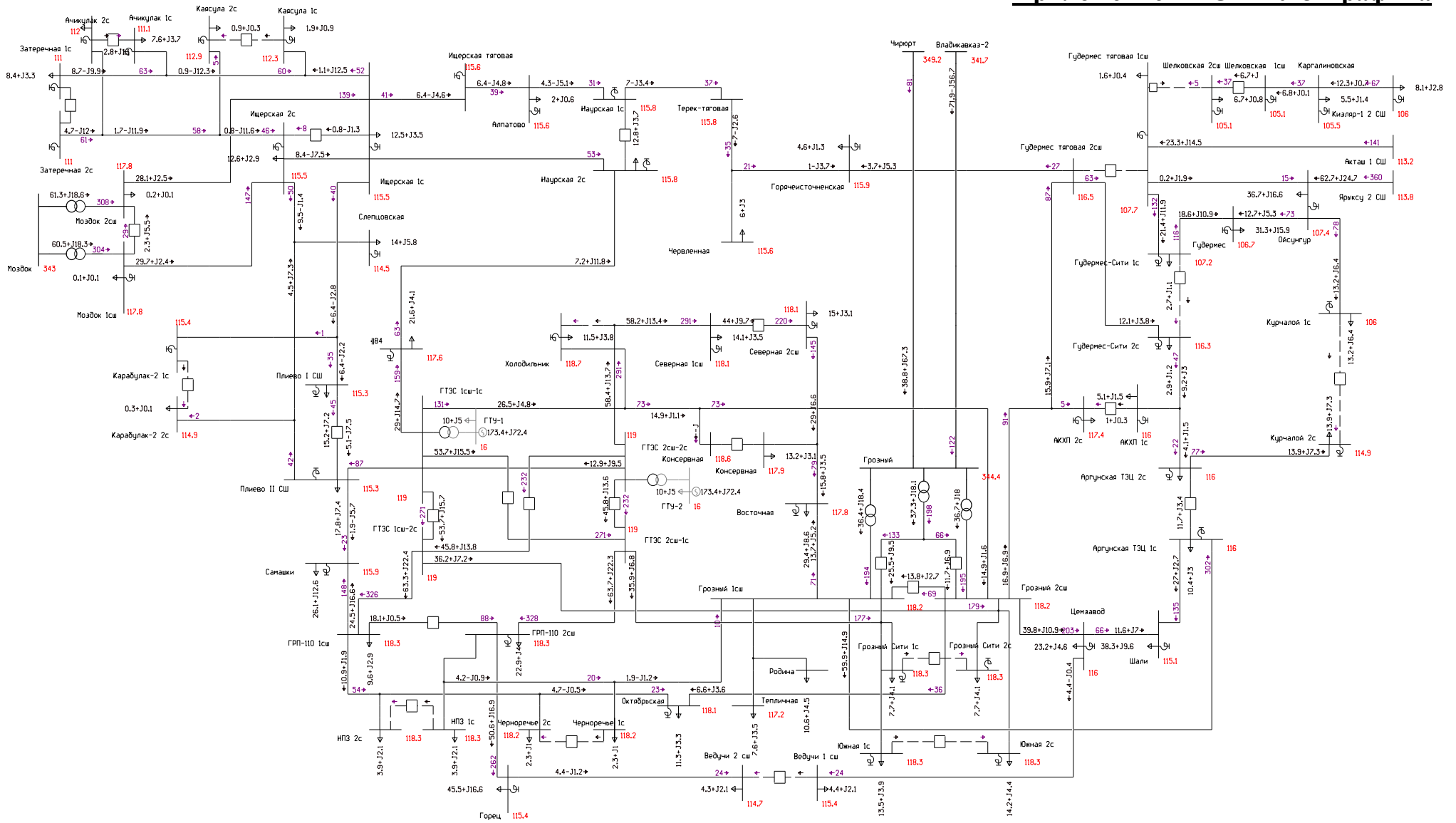


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-1

Режим: Нормальный

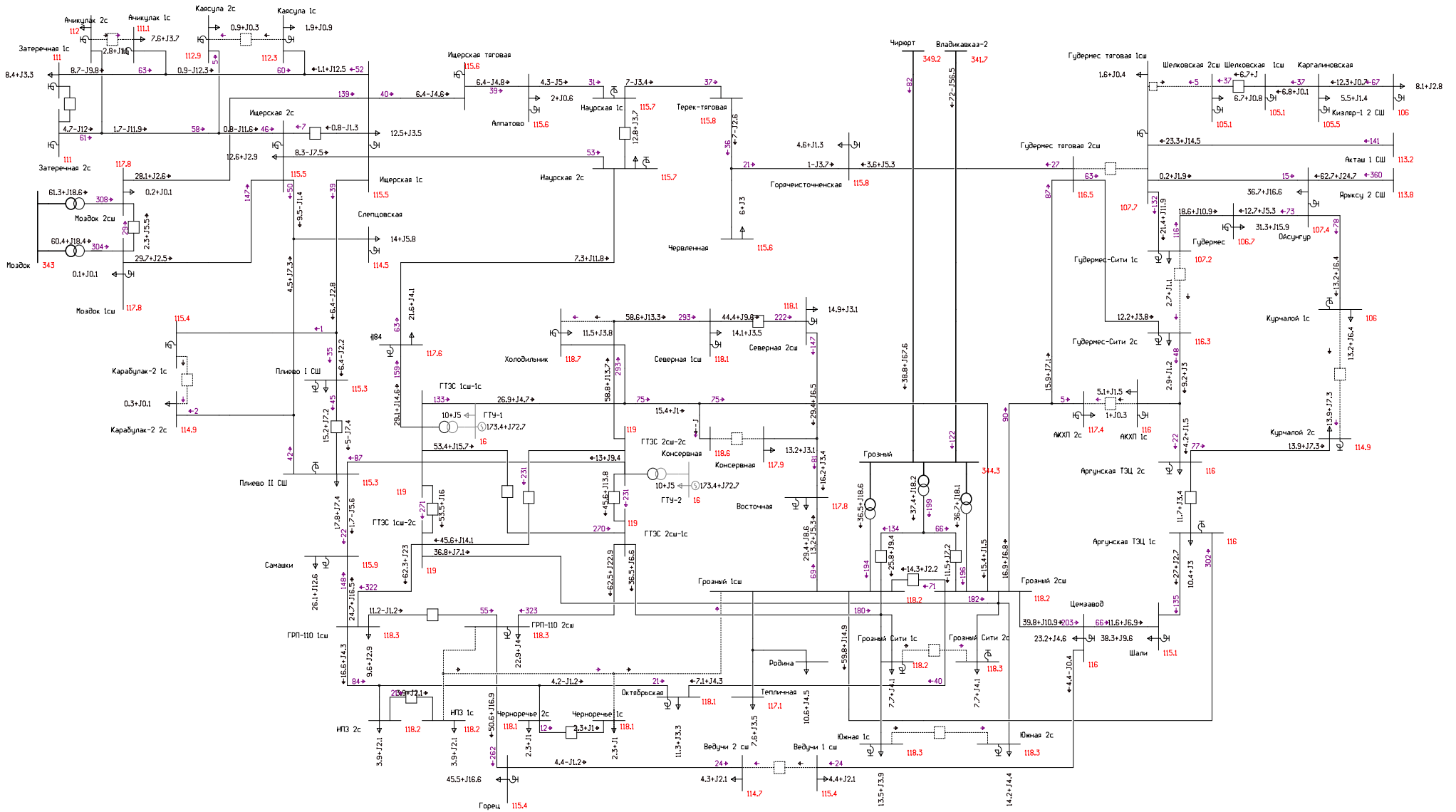


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 с отпайками(Л-136)

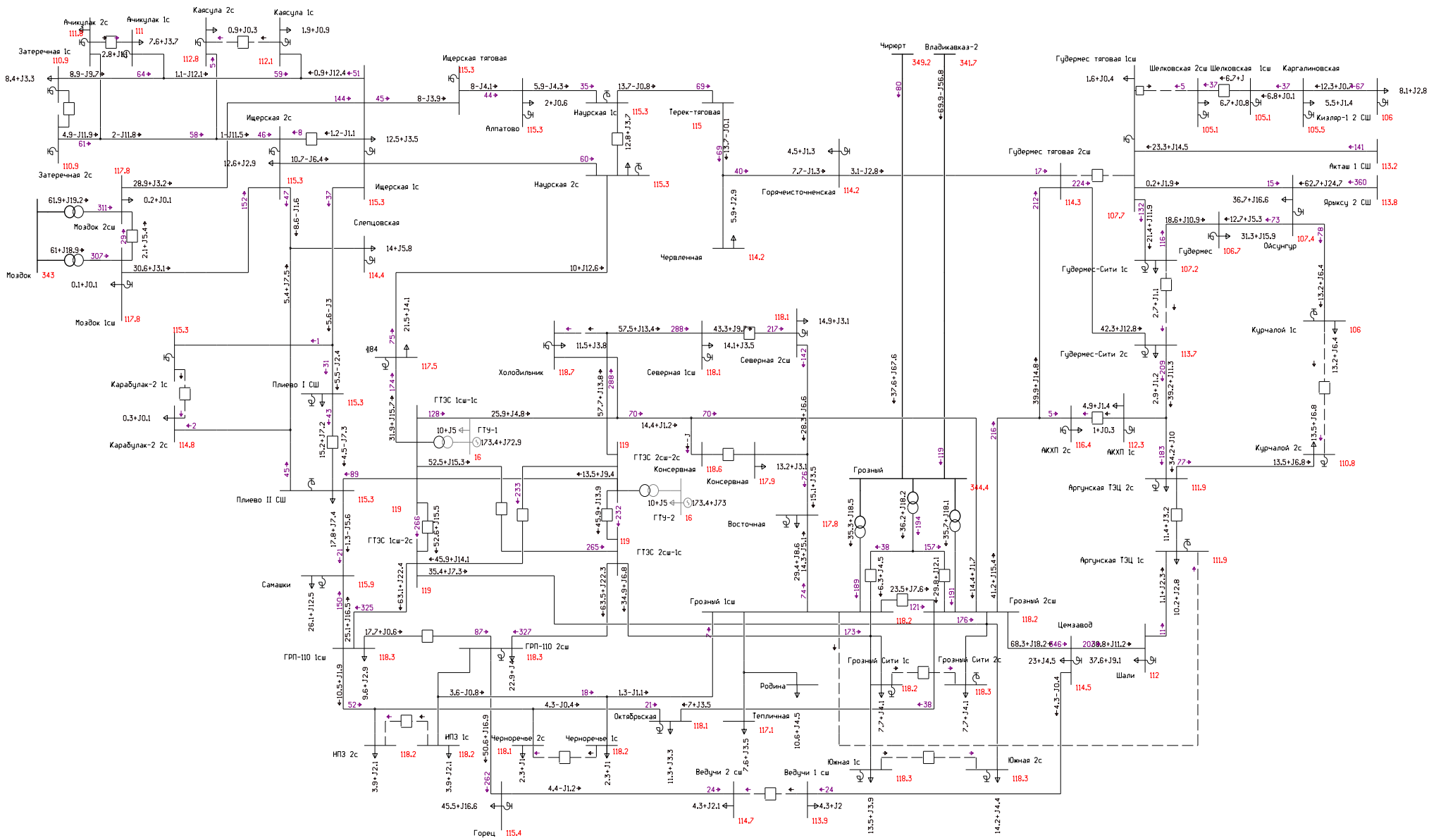


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-3

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

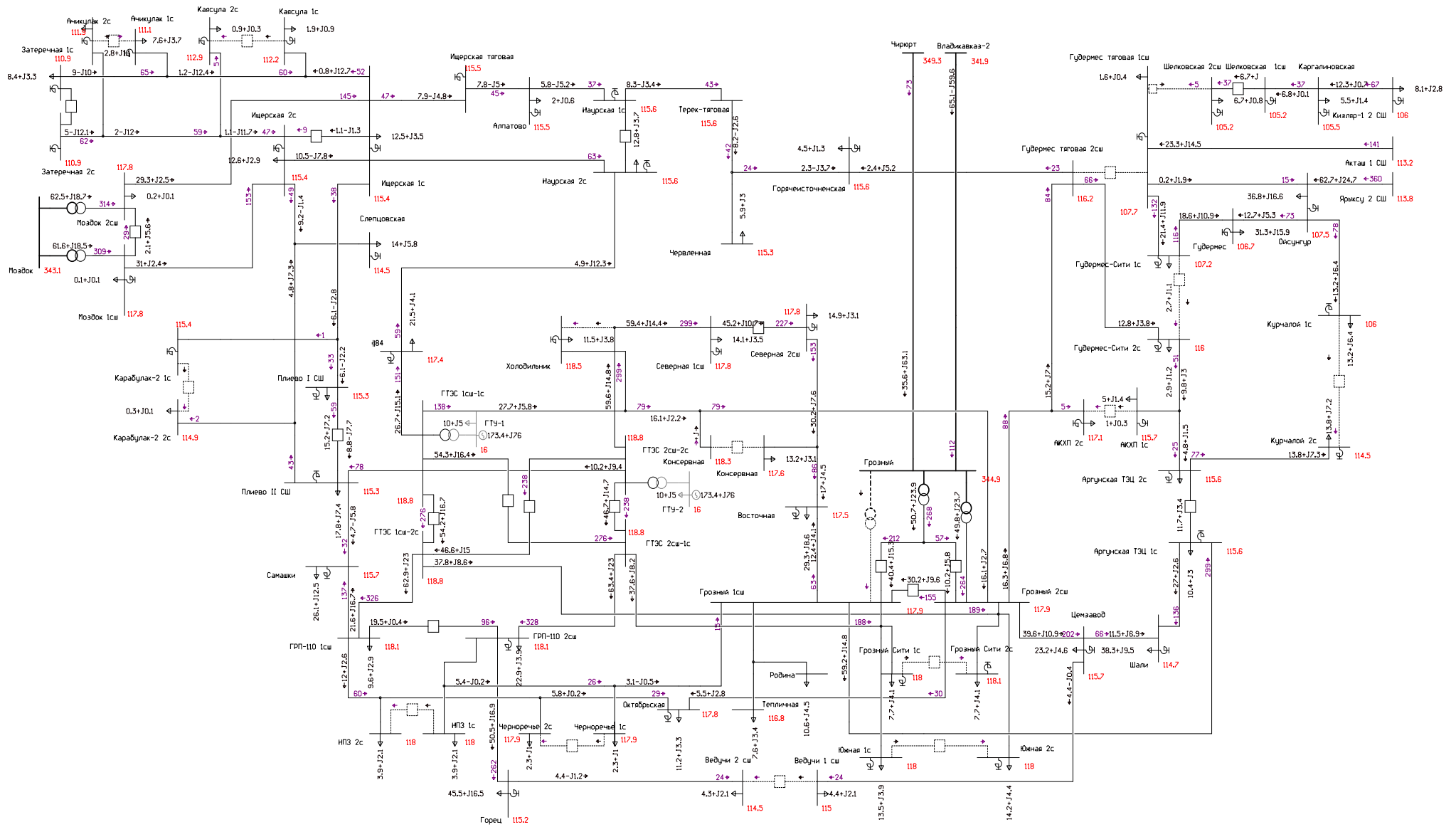


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-4 Режим: Послеаварийный отключение АТ-1 ПС 330 кВ Грозный

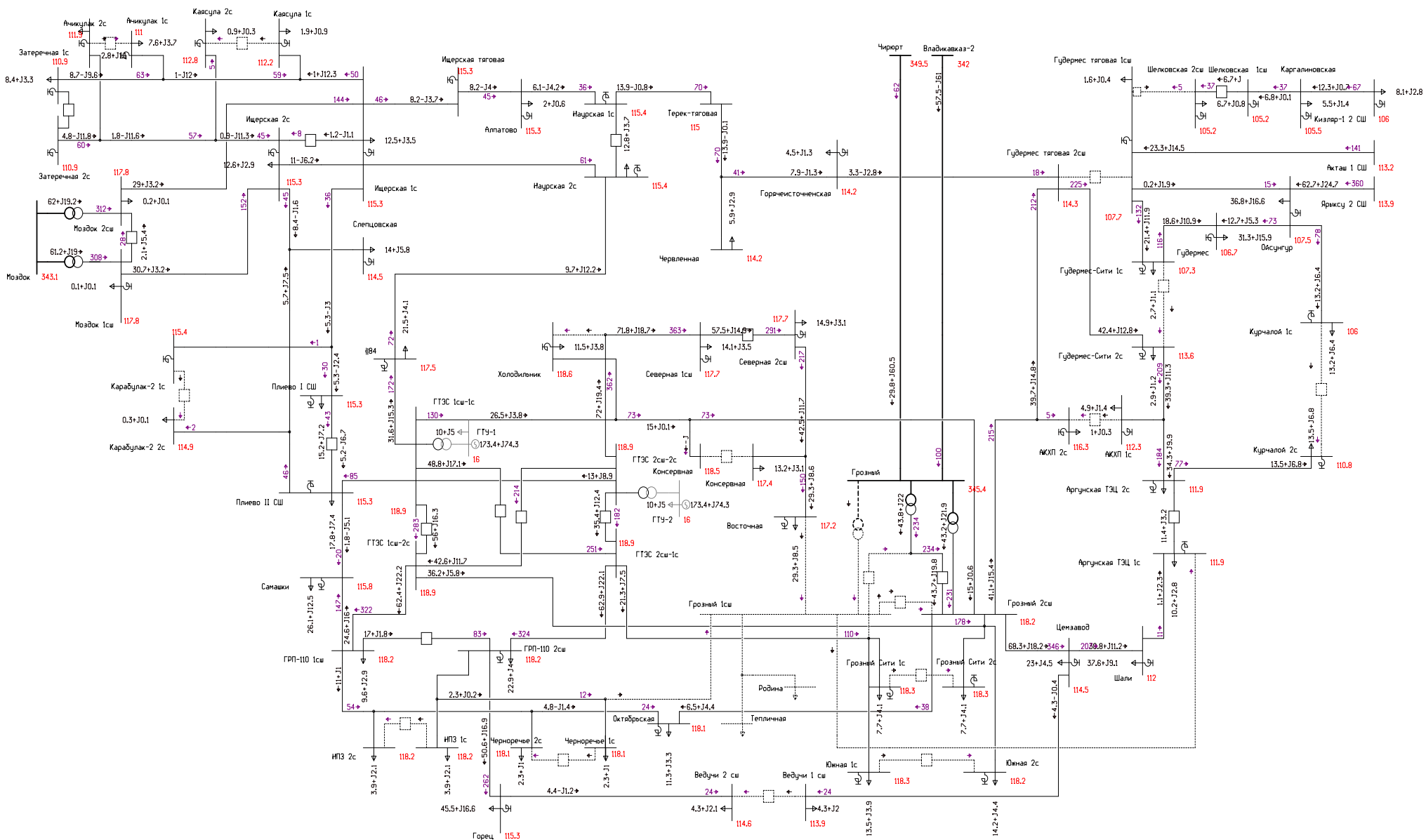


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-5 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

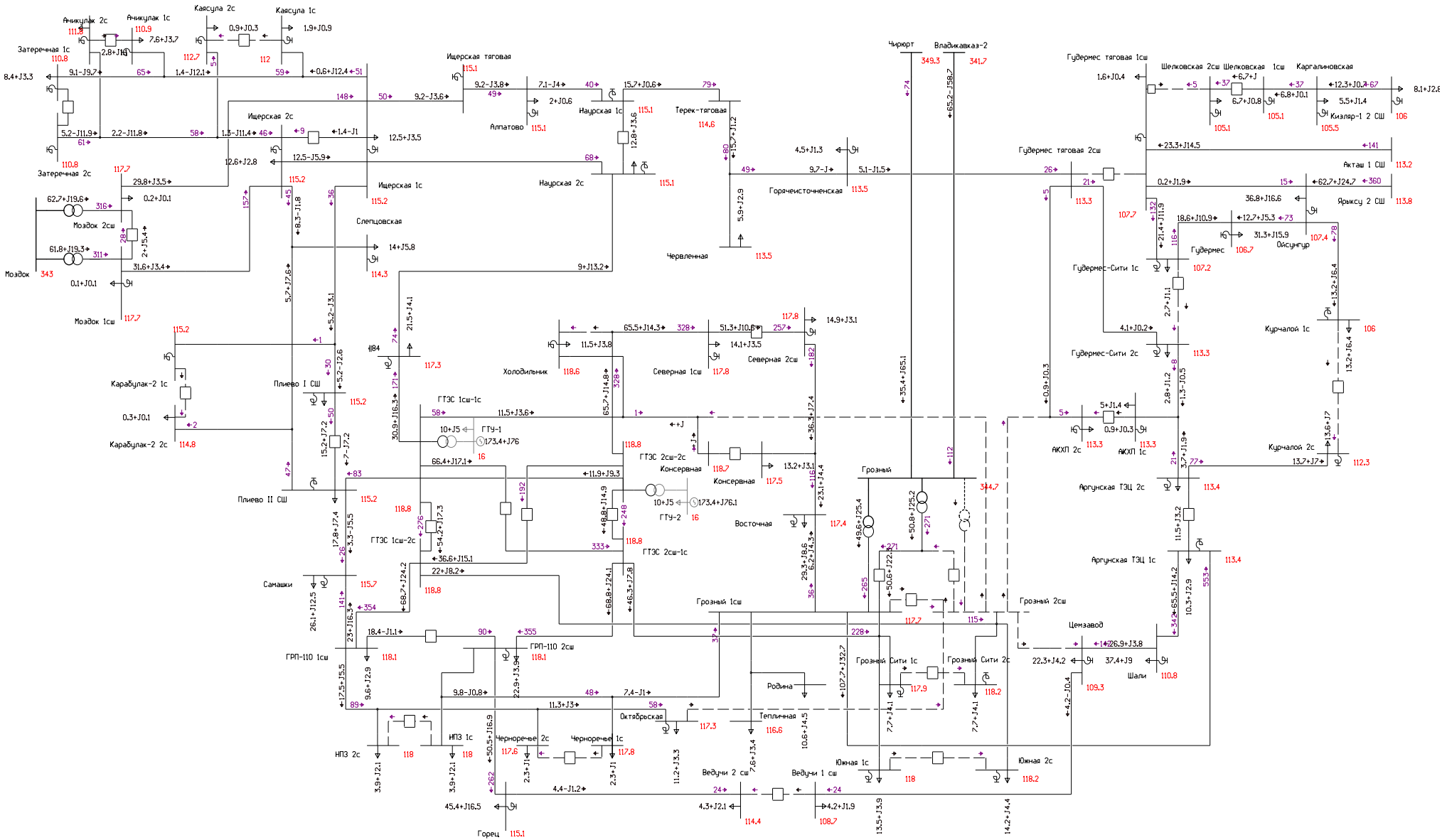


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-6 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

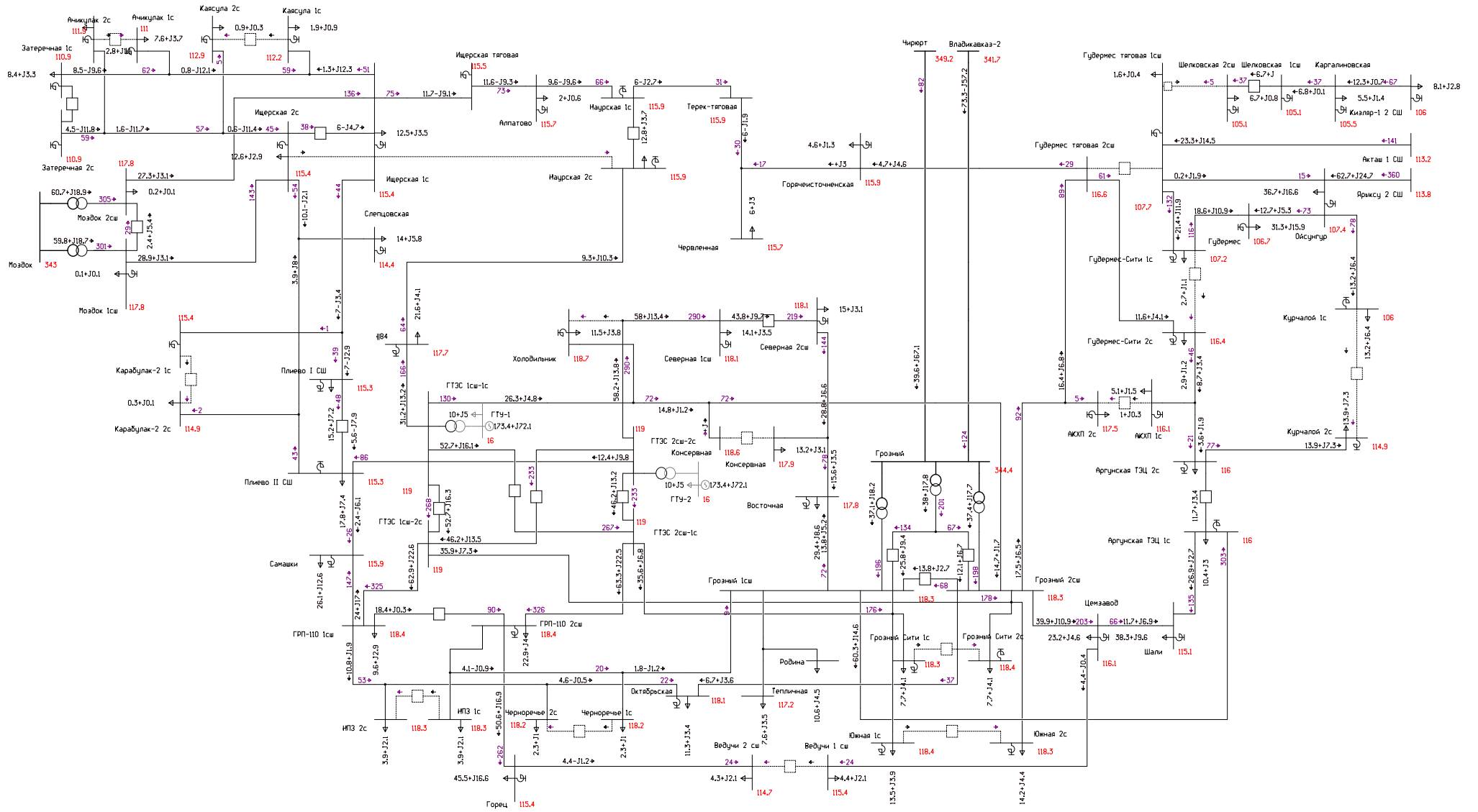


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ищерская-Наурская(Л-130)

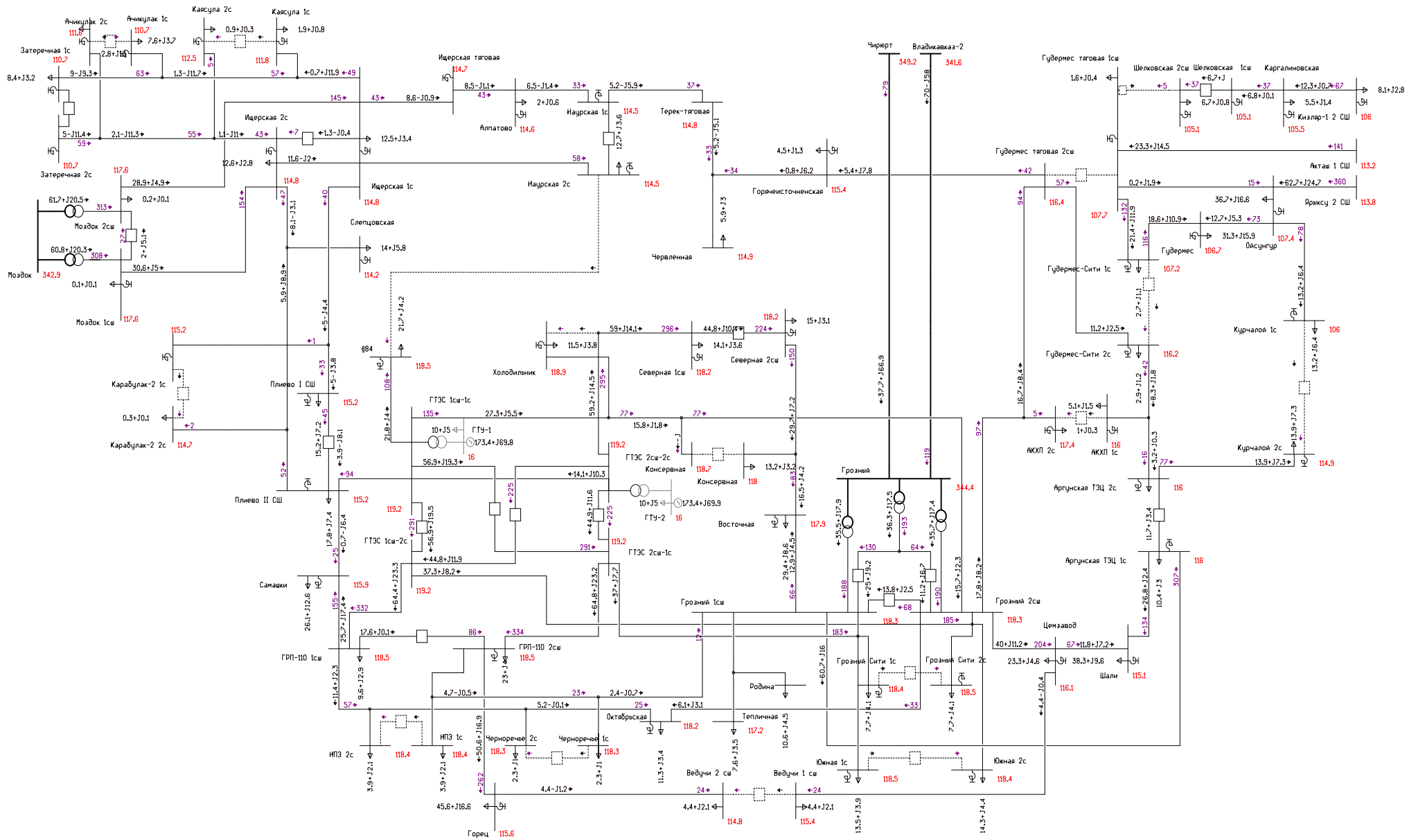


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Наурская - №84(Л-185)

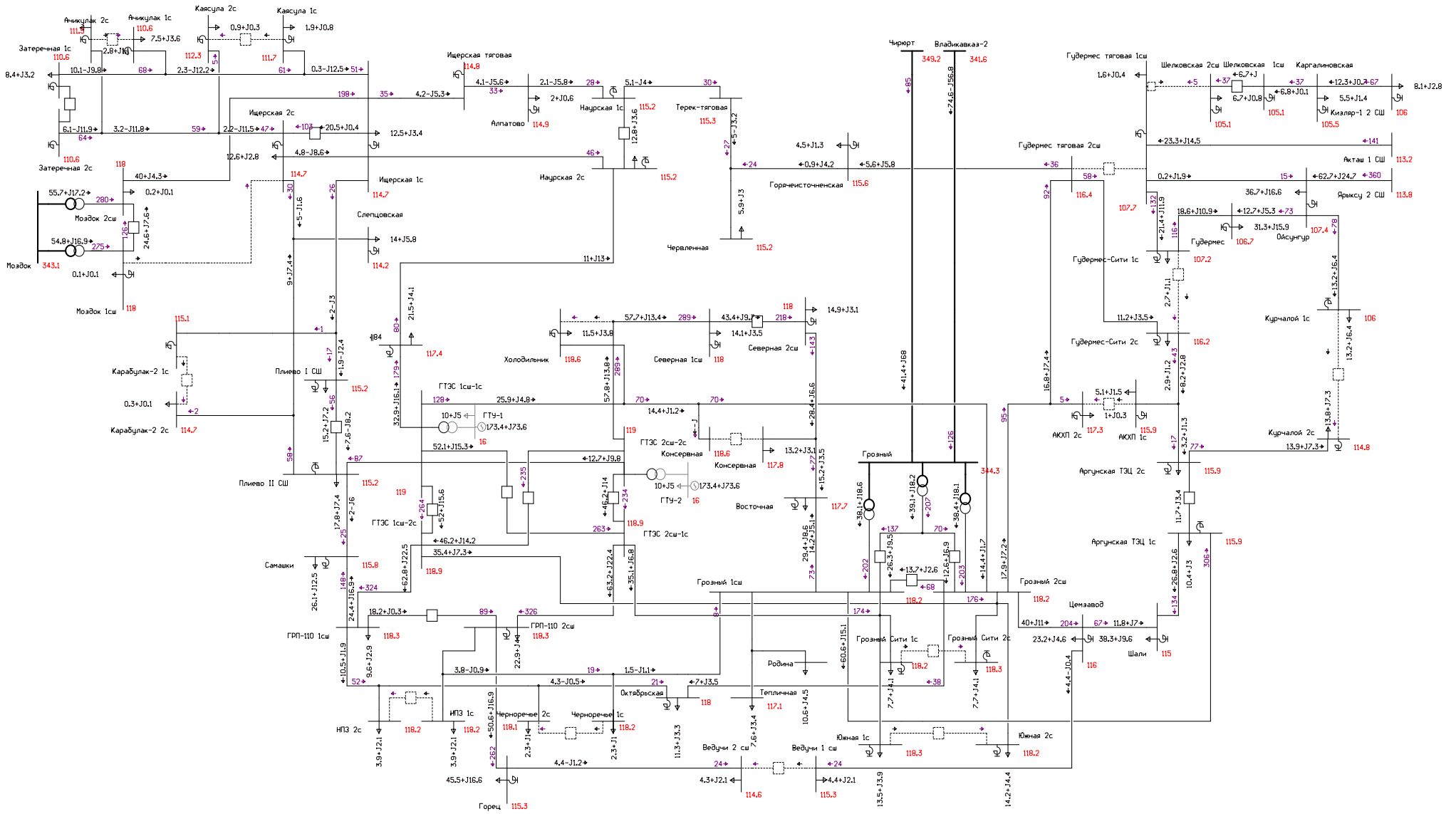


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Моздок-Ищерская(Л-120)

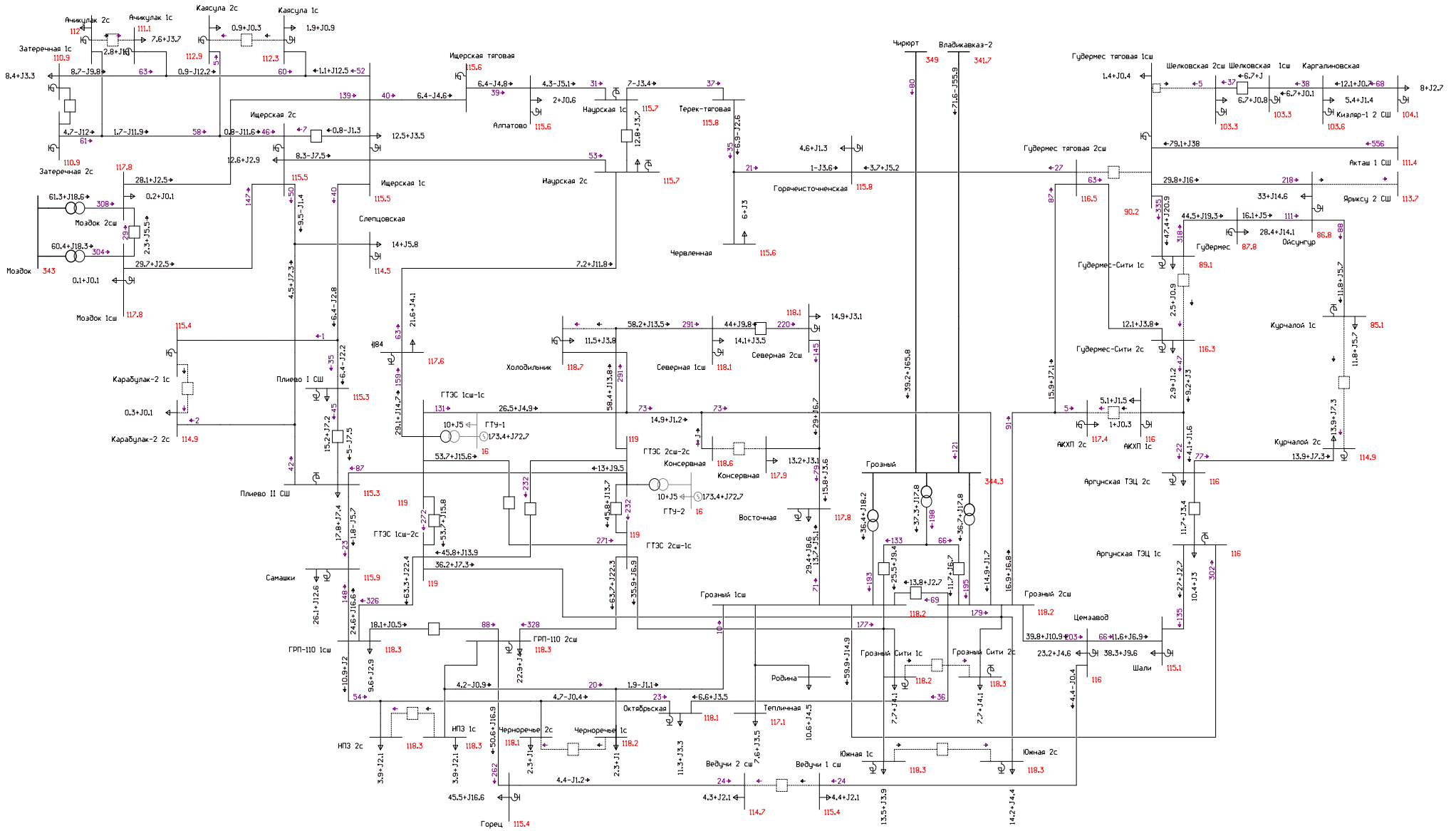


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Яржксу-Ойсунгур(Л-128)

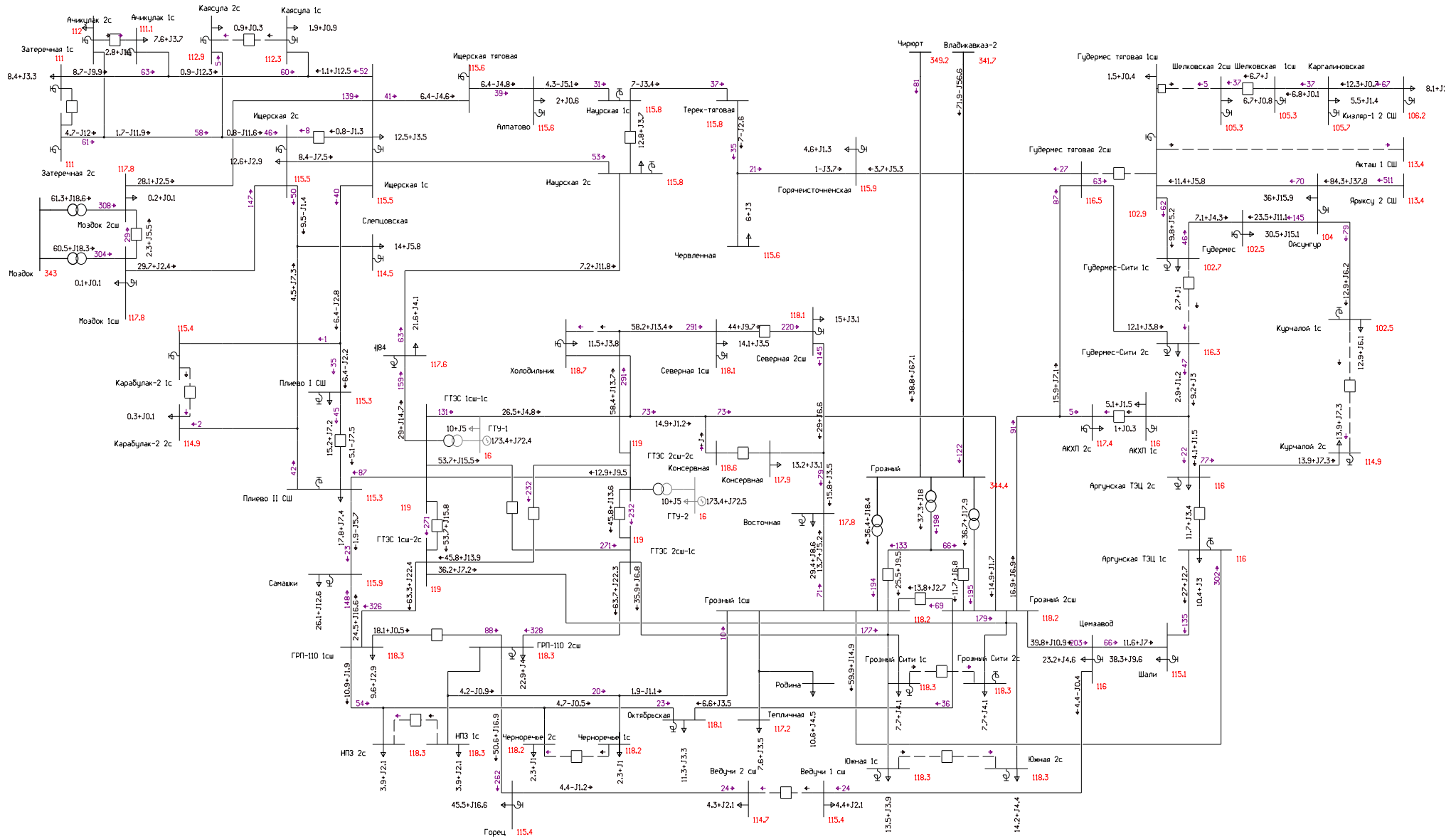


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149)

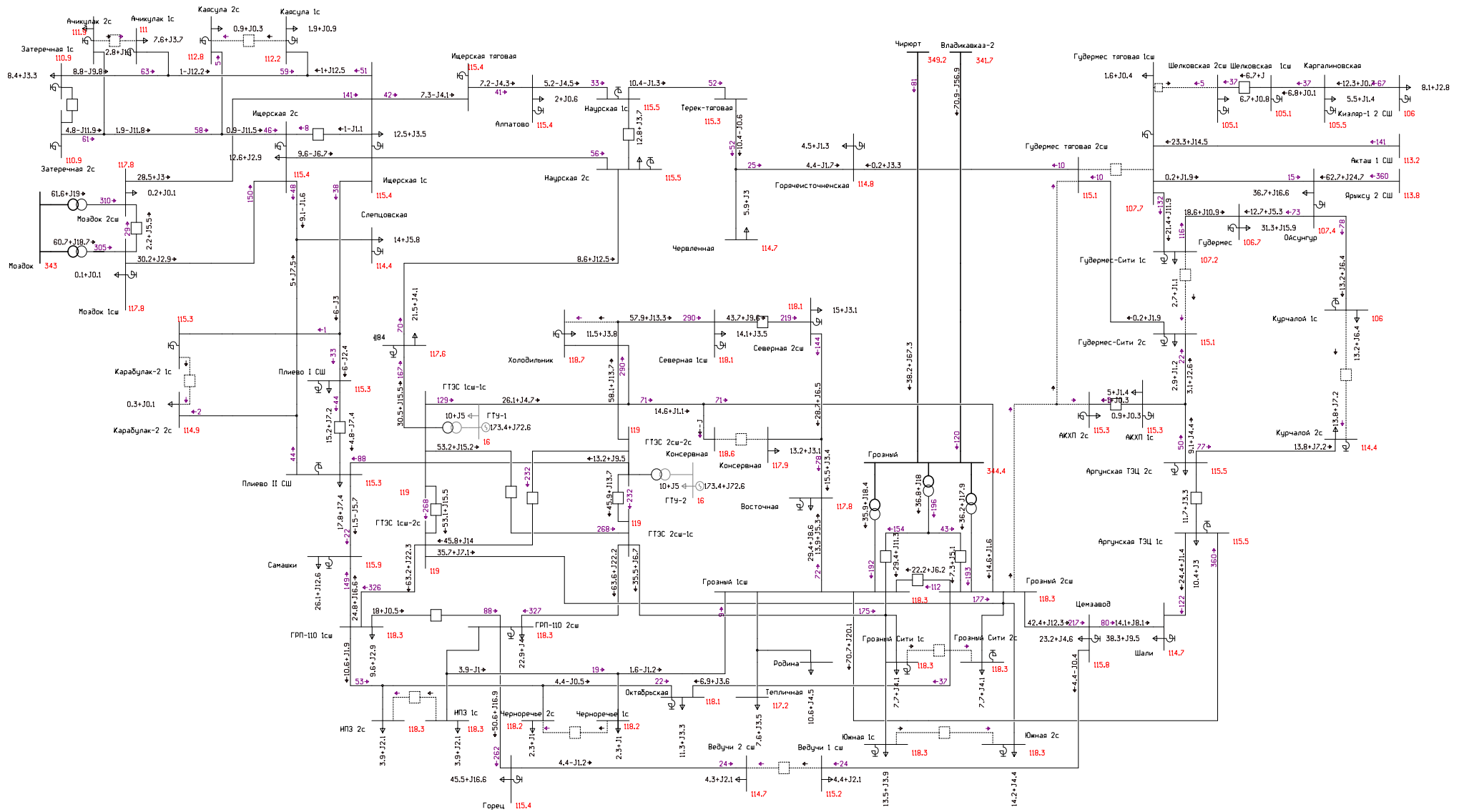


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-12 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141).

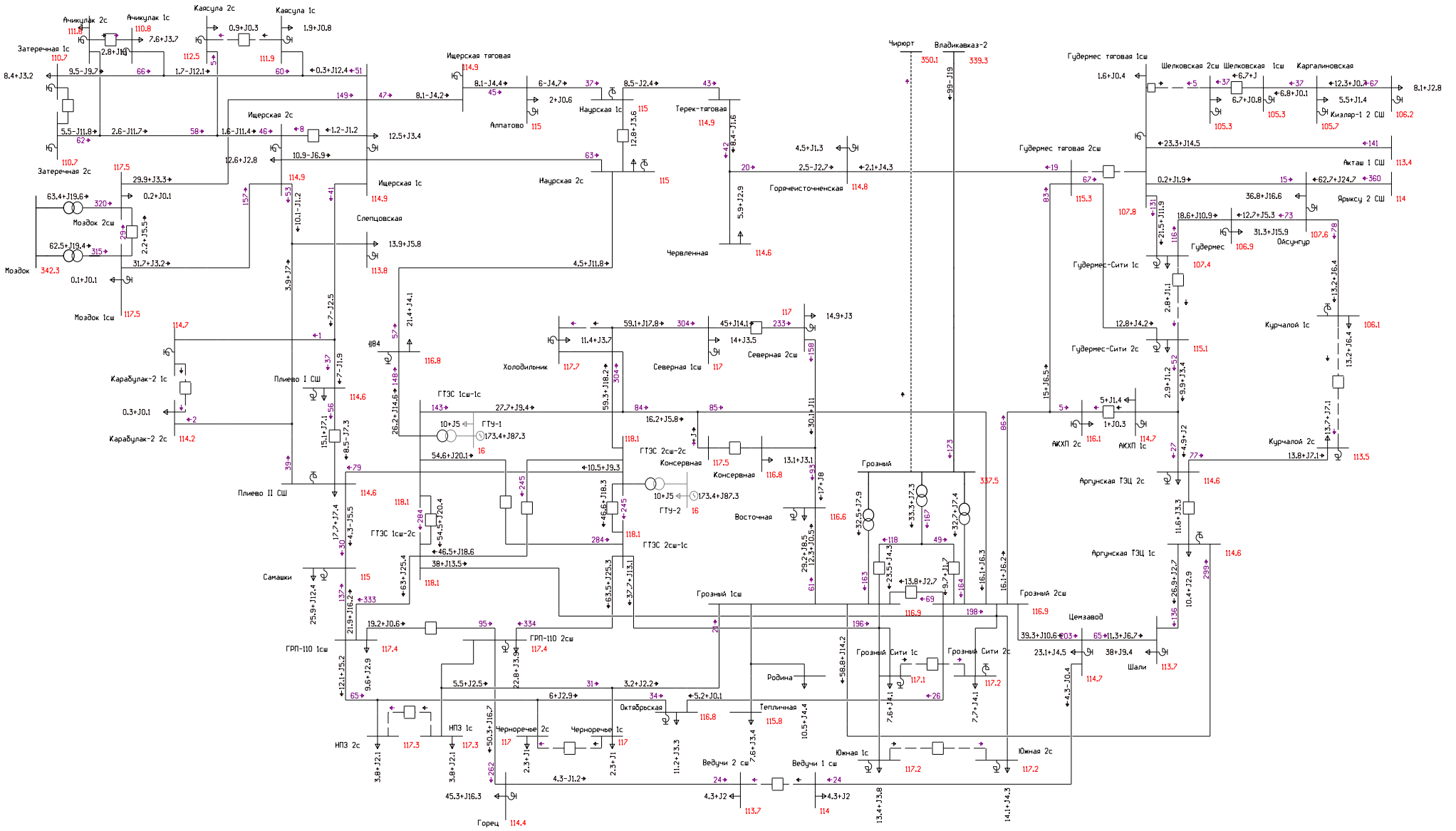


Рисунок № РВ-3М-2023-13 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный - Чирюрт

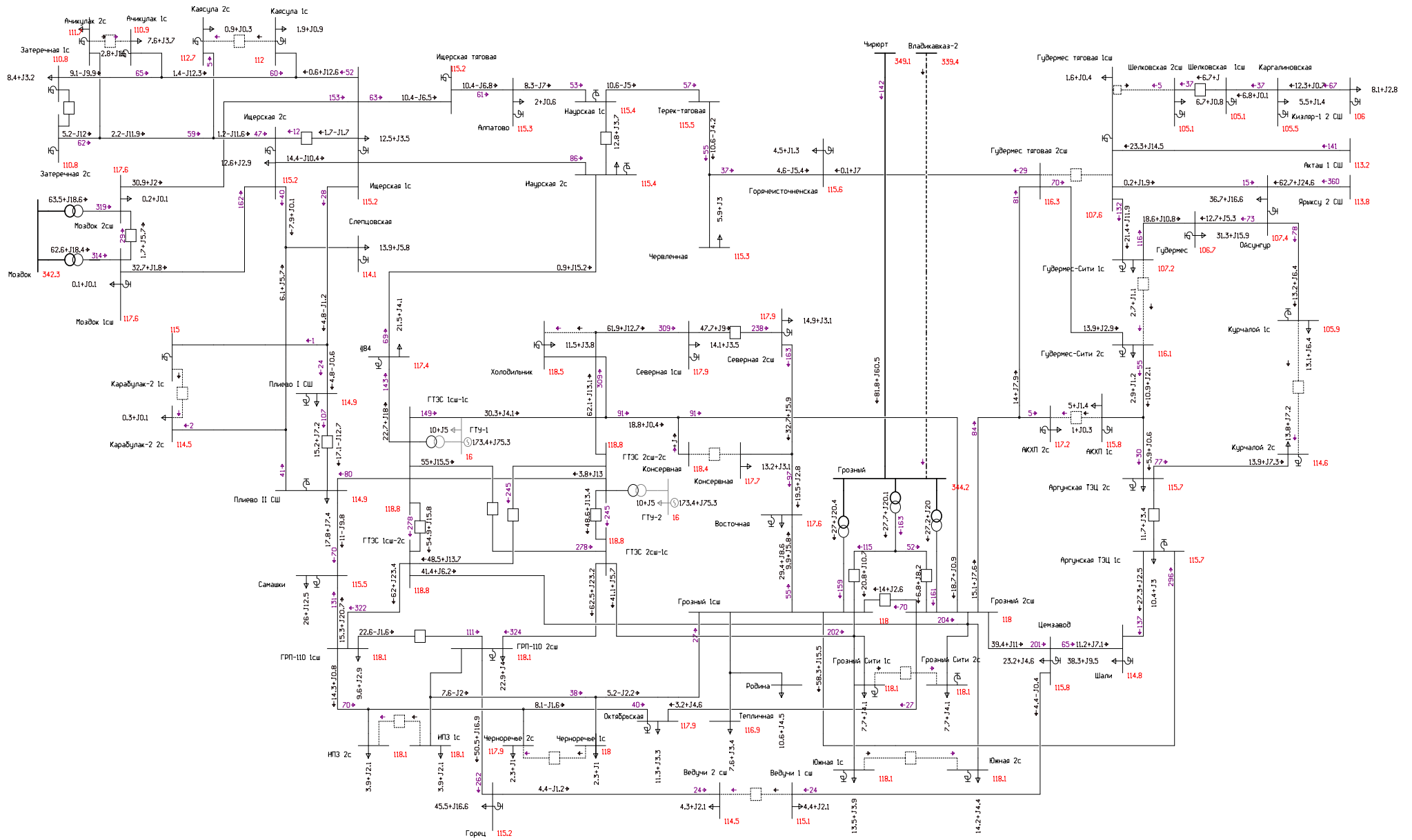


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-14 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный

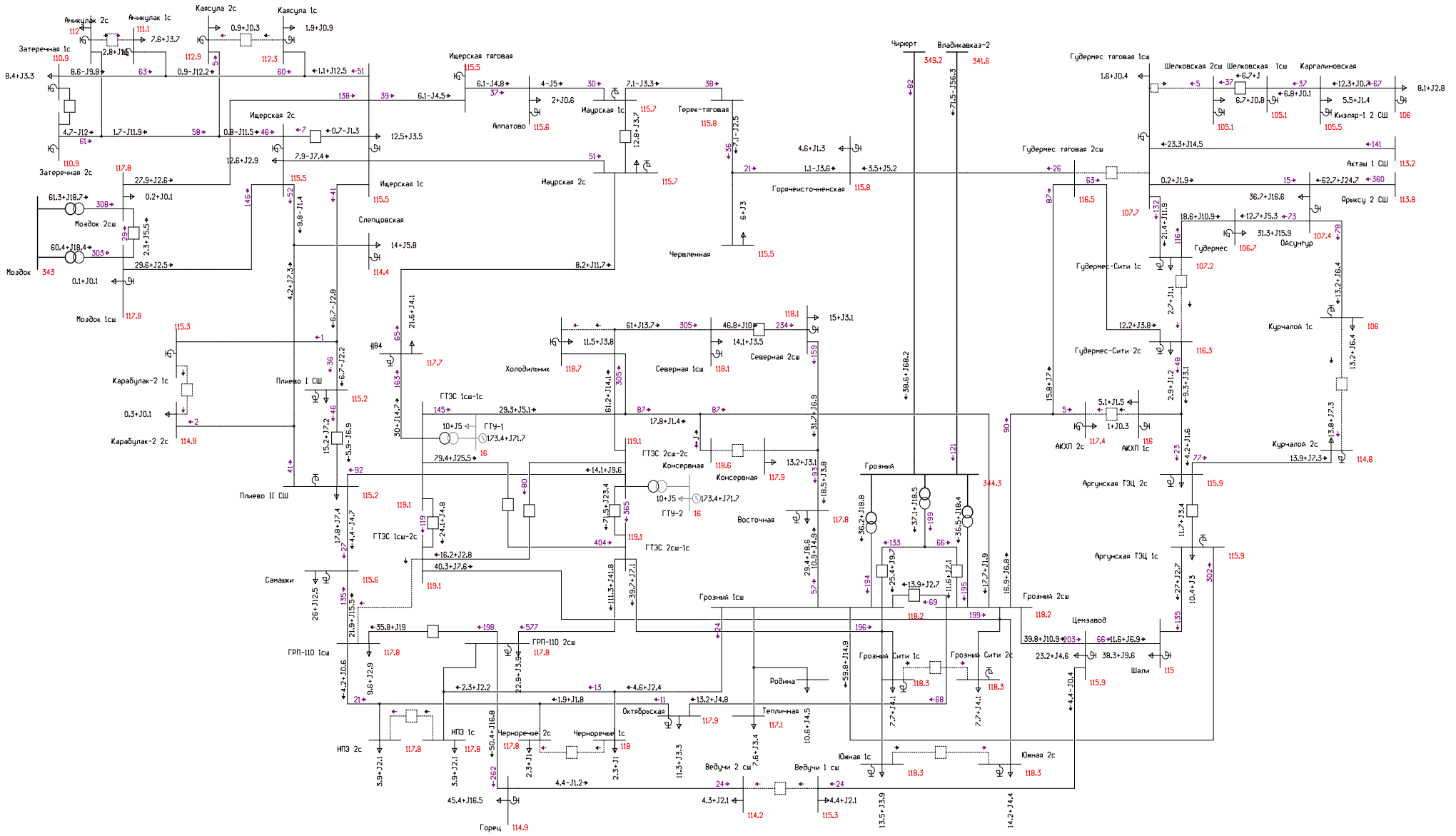


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-15 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - ГРП-110 1ц.

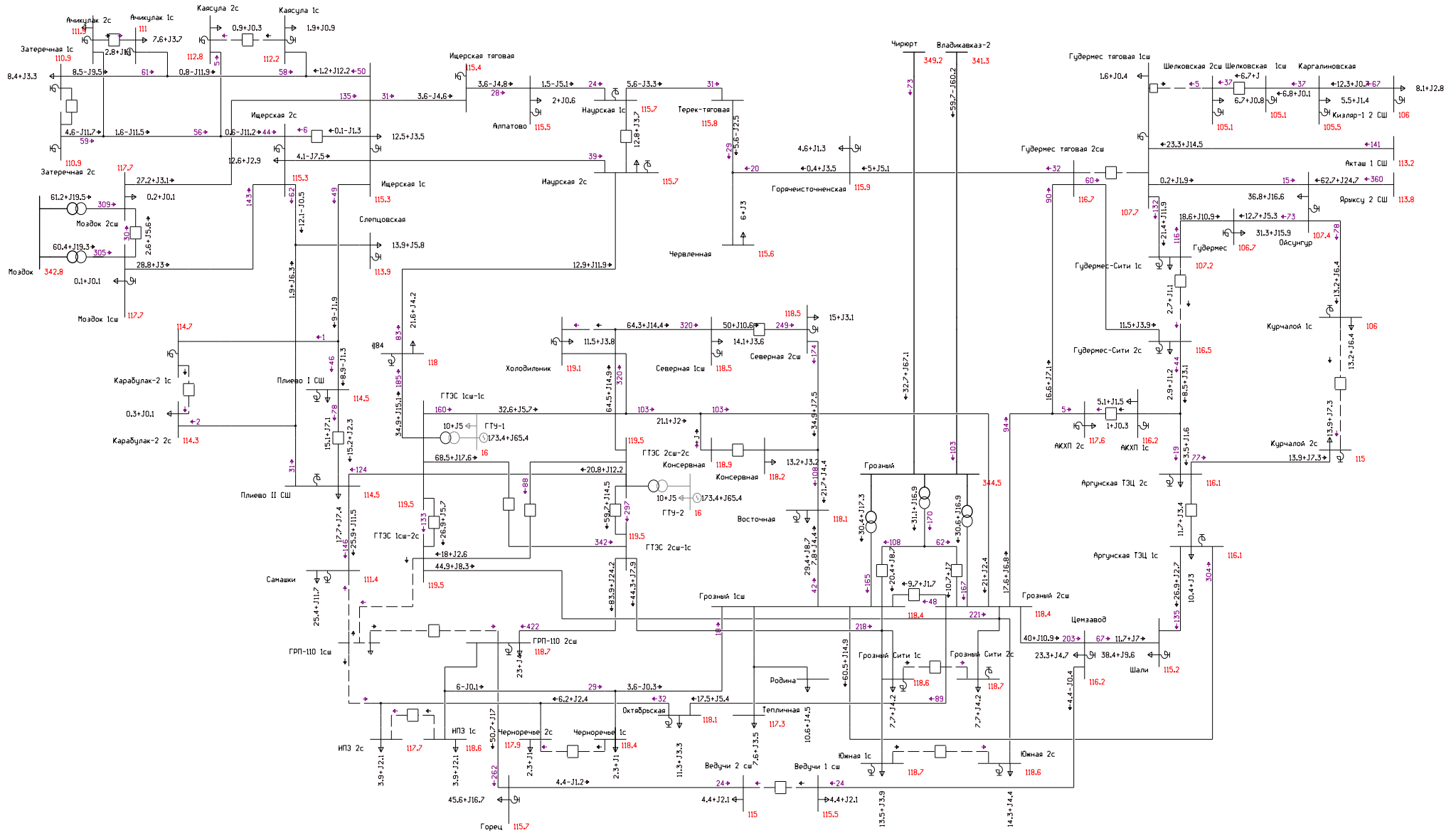


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-17 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

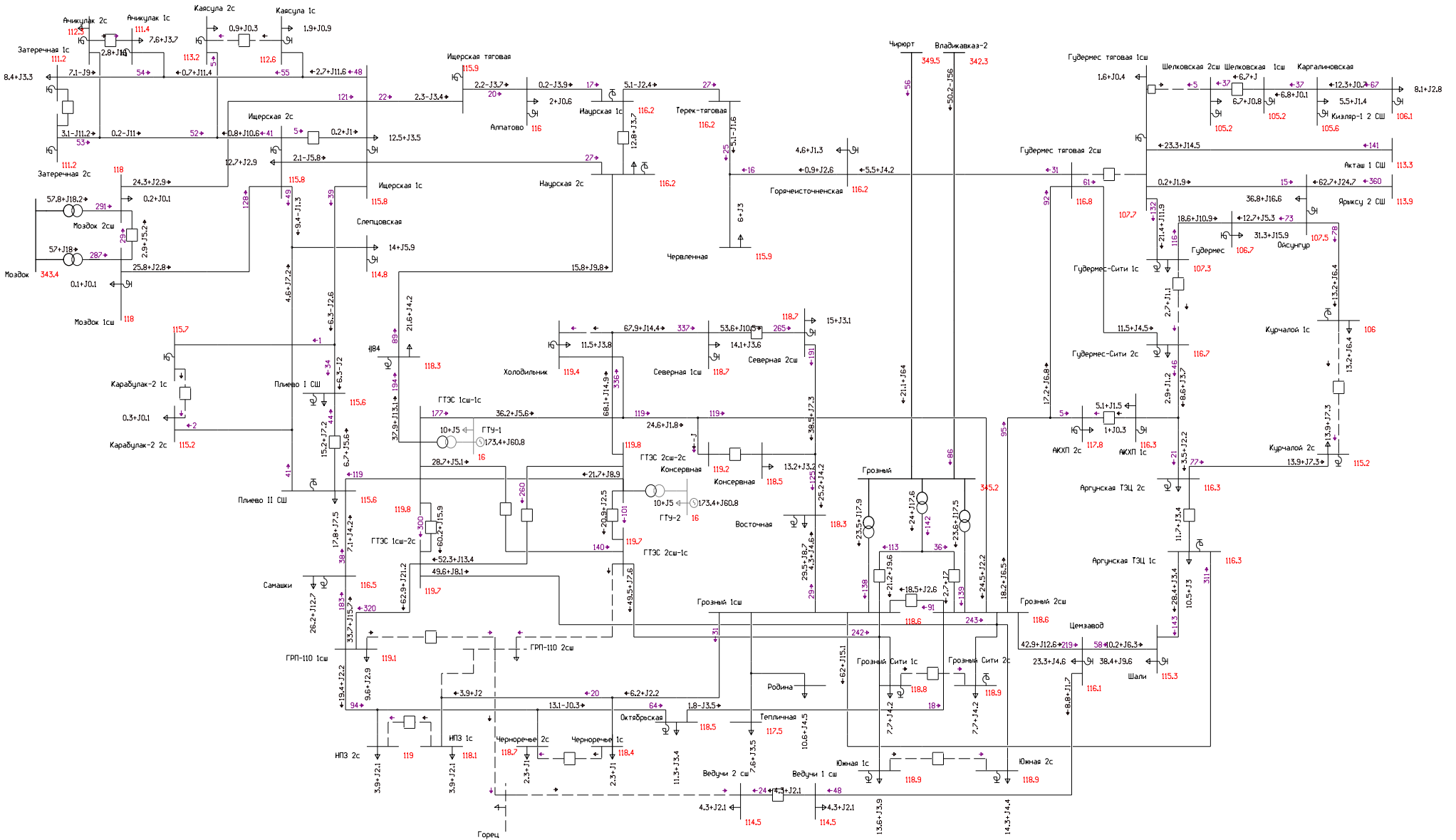


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-18 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

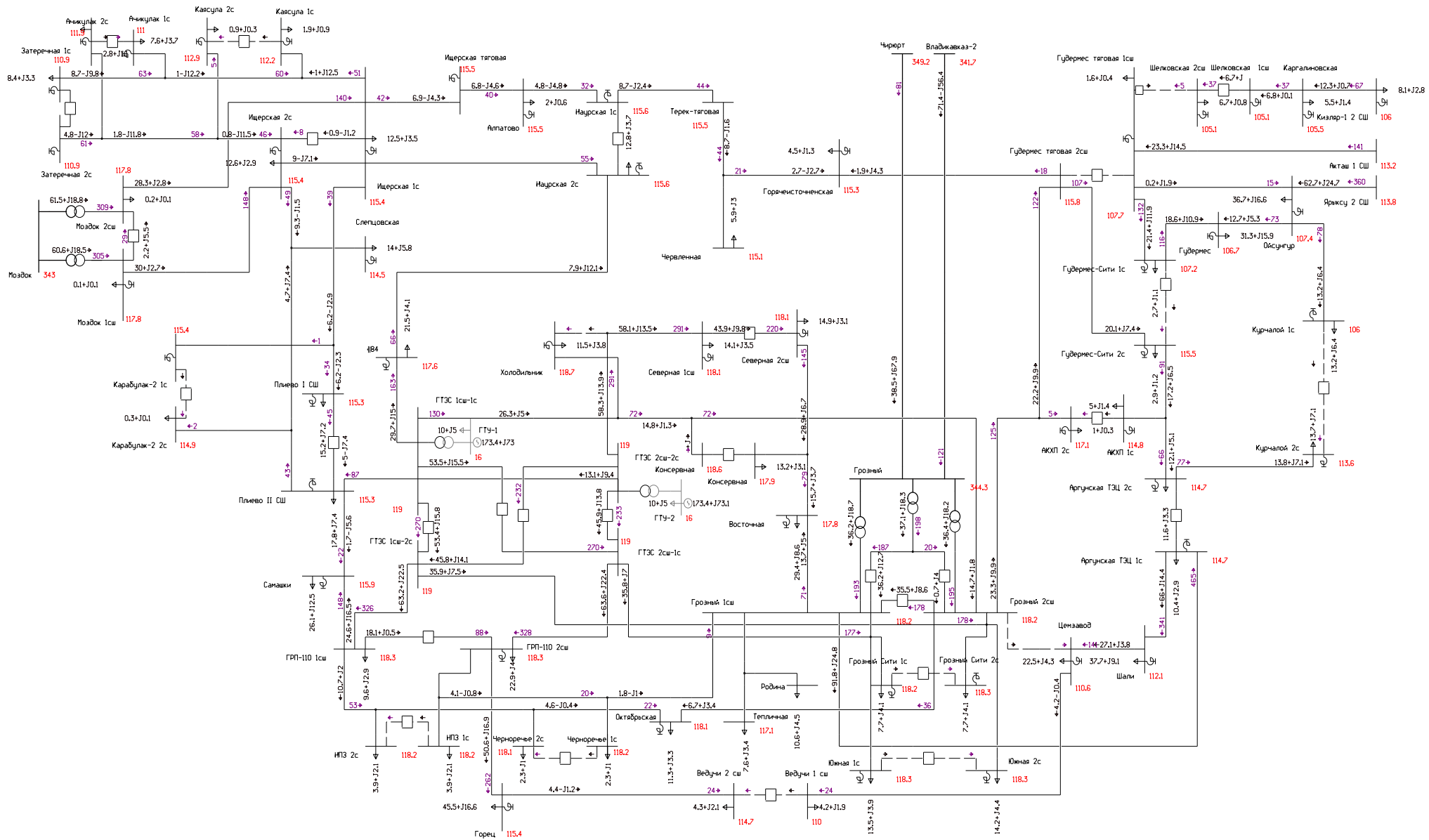


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цемзавод (Л-161)

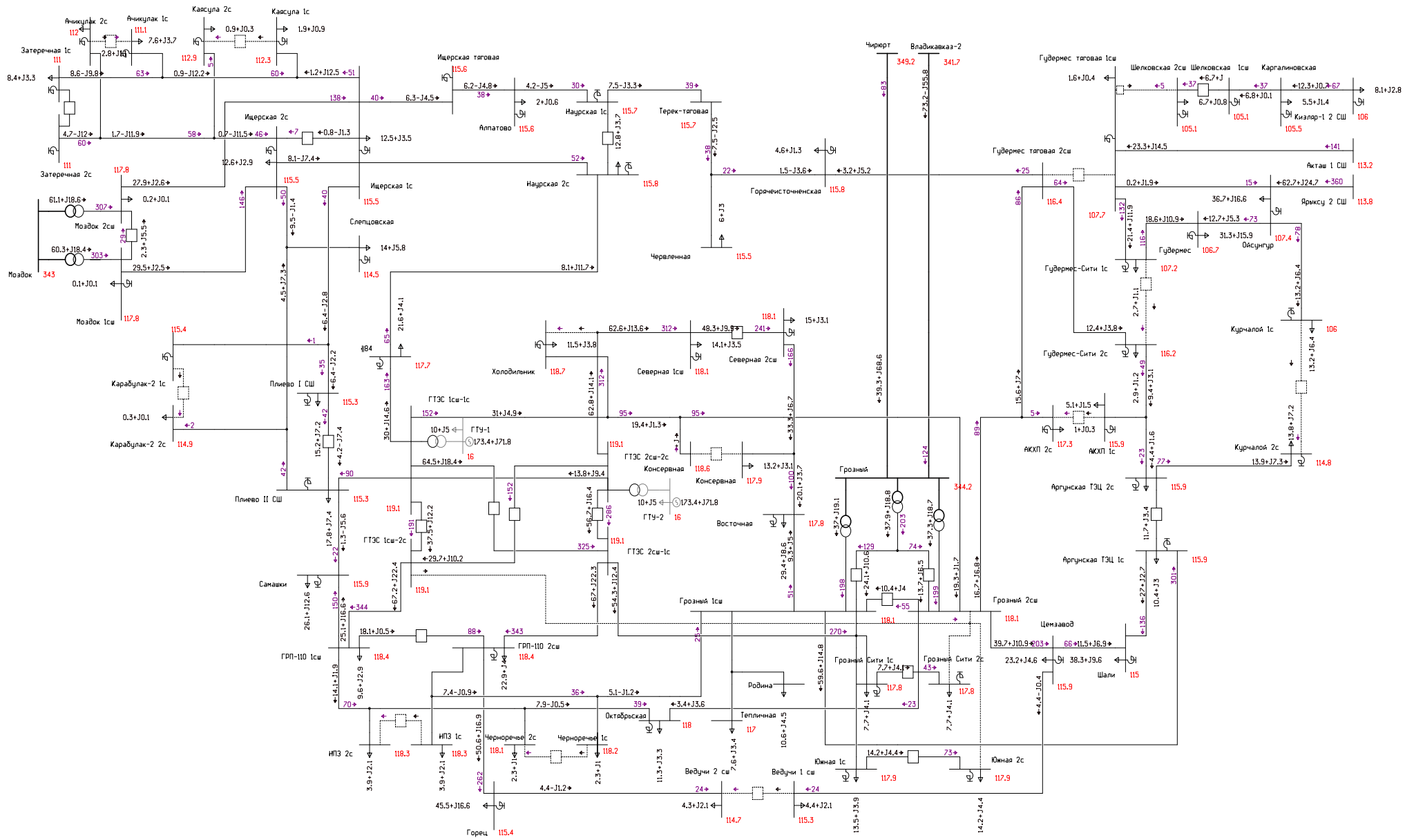


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 ц.

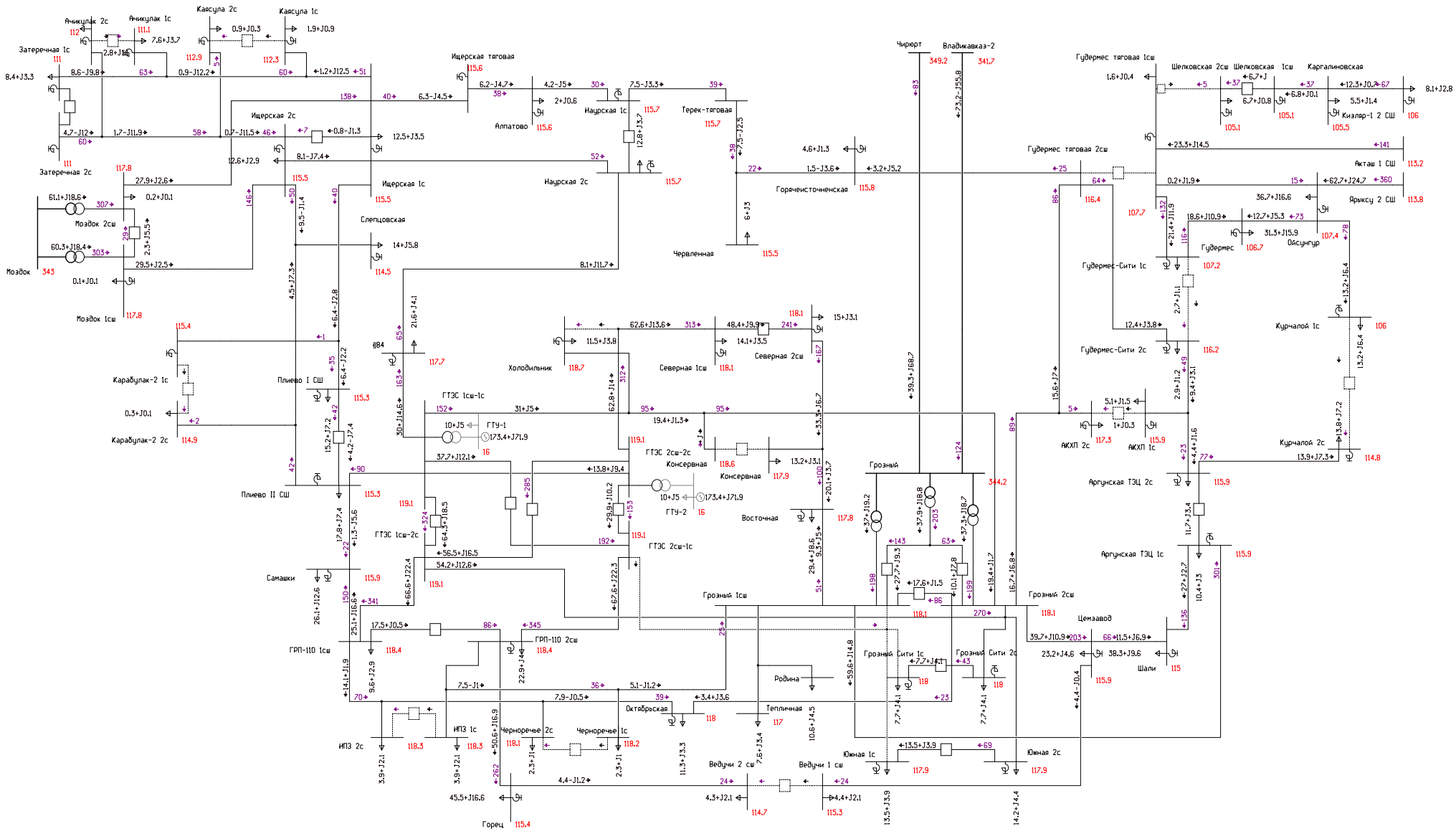


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 1 ц.

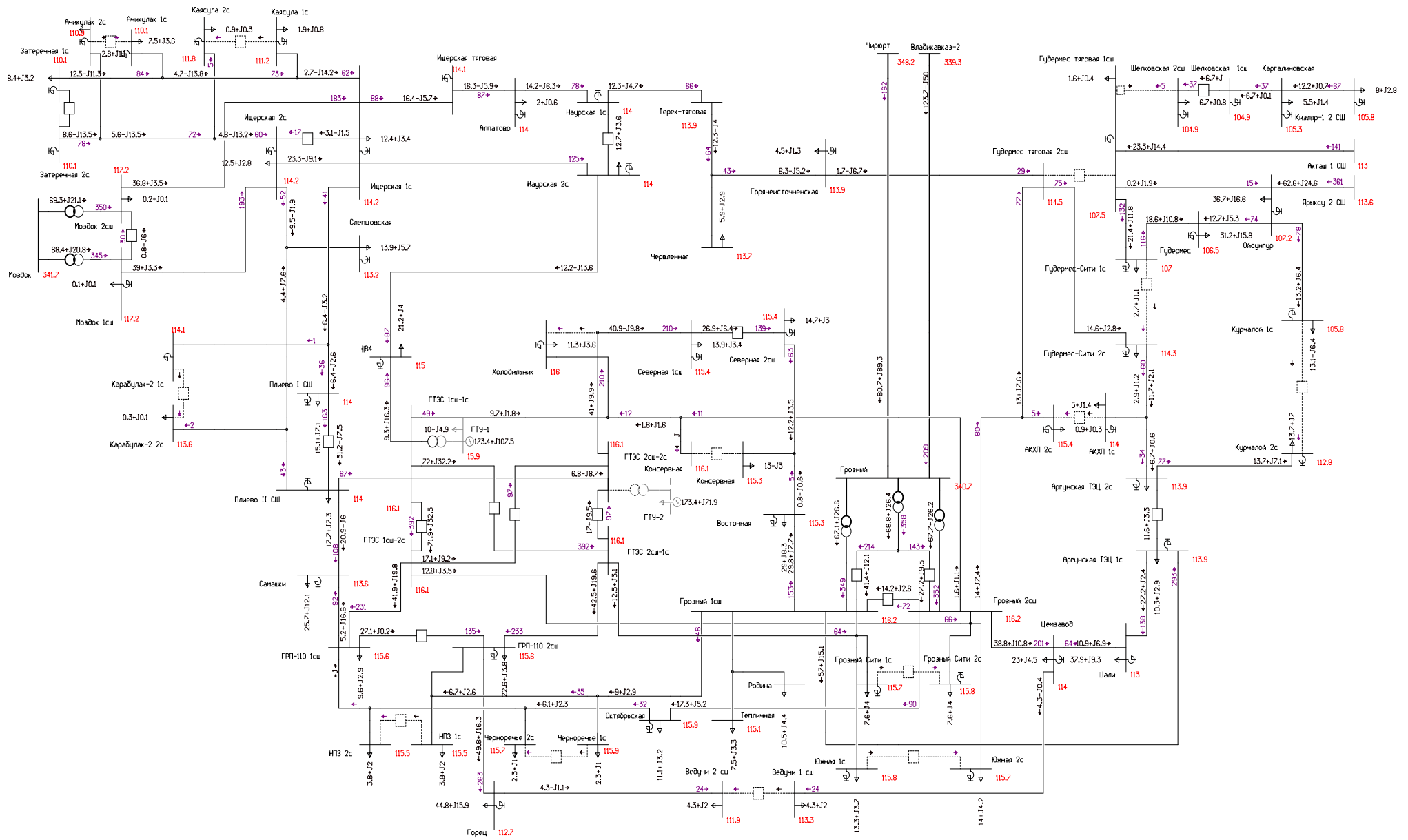


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-22 Режим: Послеаварийный отключение ГТУ-2 Грозненской ТЭС

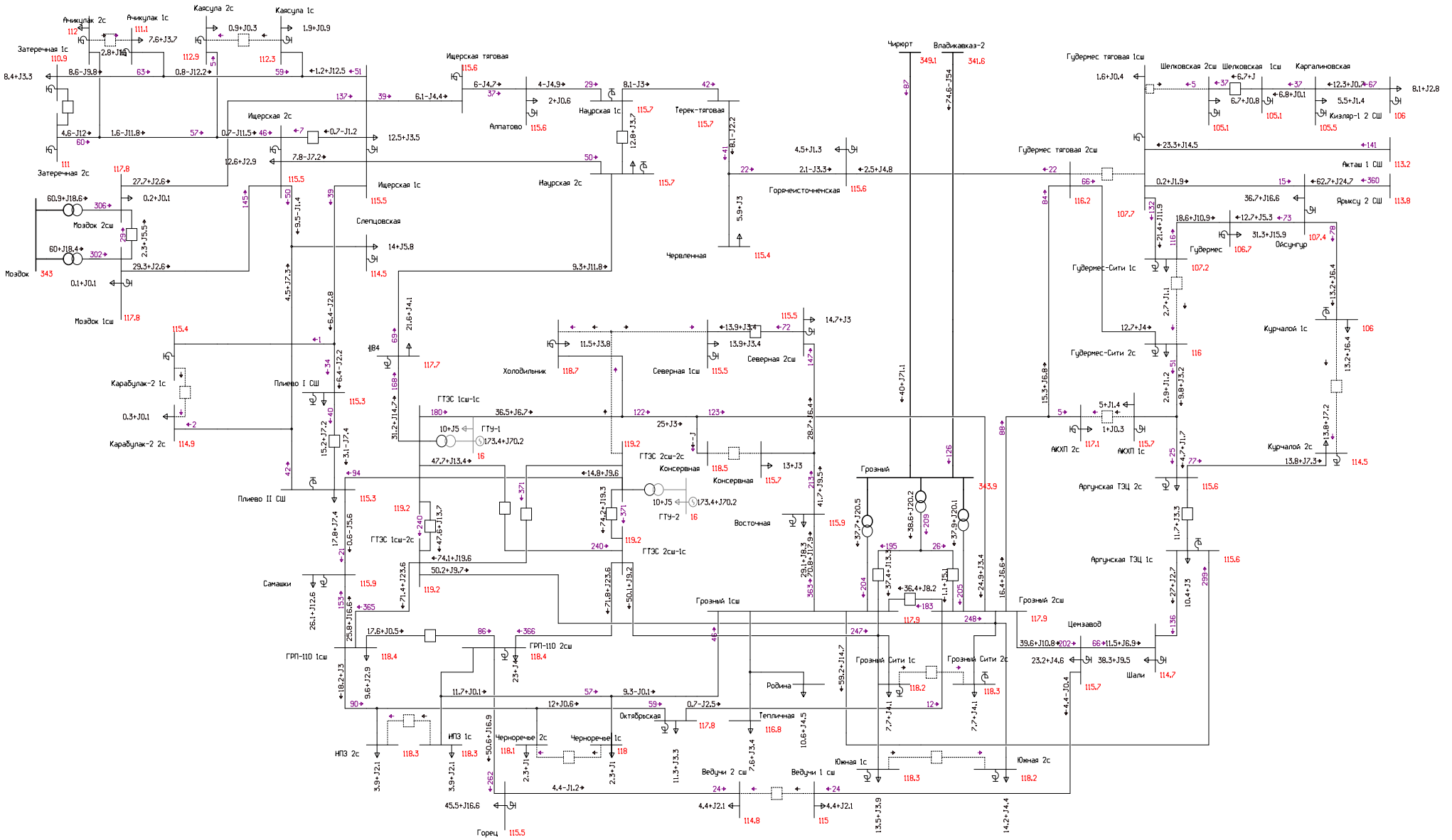


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-23 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

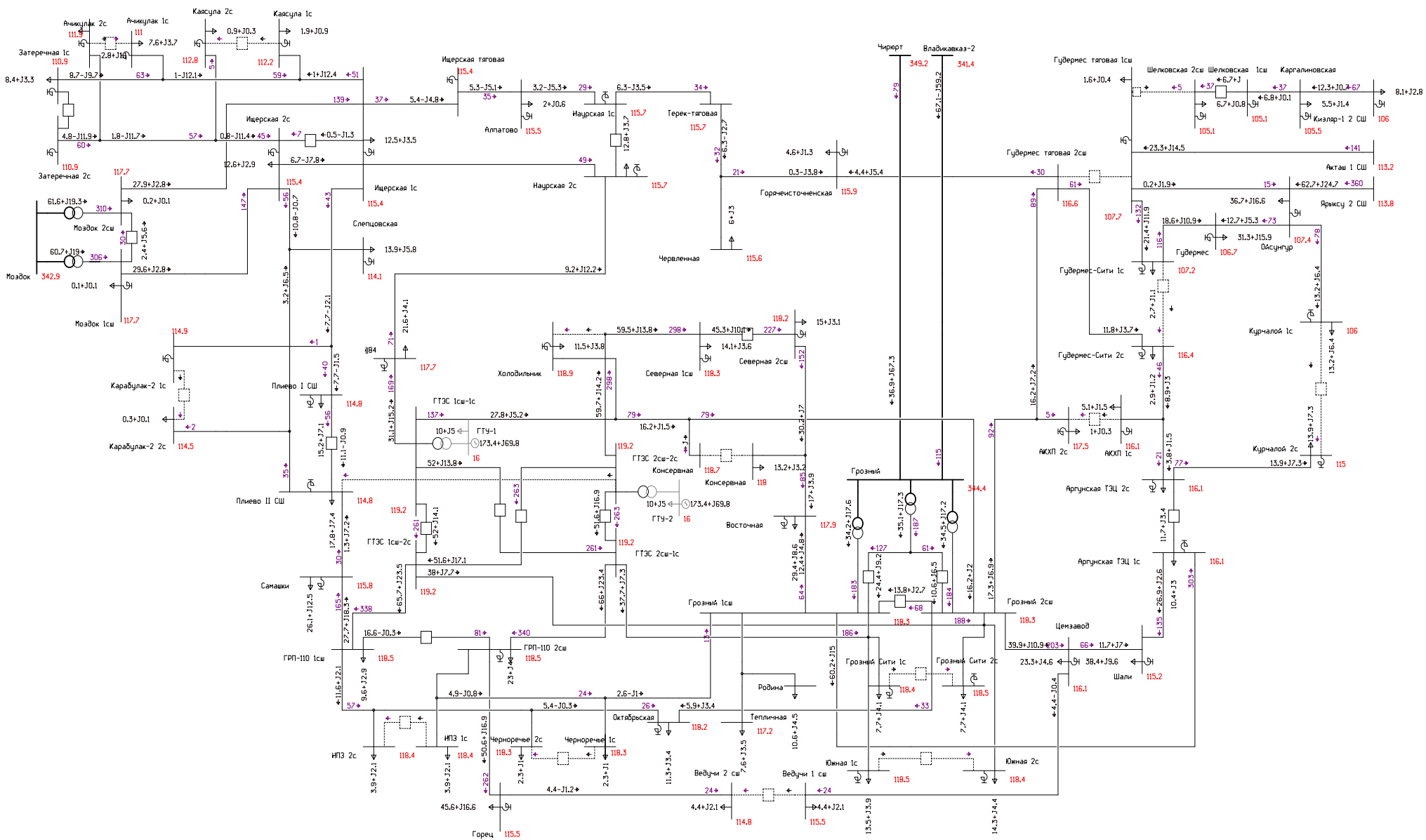


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-24 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево

Приложение РВ-ЗМ-2023-Таблицы**1.5.1.2. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения зимнего максимума нагрузки 2023 года.****РВ-ЗМ-2023-1 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	785/942	36	194
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	195
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	198
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	291

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119кВ.

РВ-ЗМ-2023-2 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный-ГРП-110 с отпайками(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	785/942	36	194
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	199
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	199
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	59	293

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЗМ-2023-3 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	785/942	35	189

АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	191
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	194
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	551/600	68	345
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	288
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	471/565	42	225
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	471/565	39	210
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	471/565	39	208
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	558/600	41	215

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119кВ.

РВ-ЗМ-2023-4 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-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	50	264
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	51	268
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	299
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	59	299

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,8кВ.

РВ-ЗМ-2023-5 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-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	43	231
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	44	234
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с	551/630	72	362

отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)			
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	551/600	68	345
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	471/565	42	225
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	471/565	39	210
ВЛ 110 кВ Шали – Цементзавод (Л-160)	471/565	39	208

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,9 кВ.

РВ-ЗМ-2023-6 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	785/942	50	265
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	51	271
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	108	552
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	66	341
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	66	328
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	69	355
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	69	354

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,8 кВ.

РВ-ЗМ-2023-7 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	785/942	37	196
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	198
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	201
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	303
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	290

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЗМ-2023-8 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	785/942	35	188
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	190
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	193
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	61	306
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	59	295
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	65	333
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	64	332

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119,2 кВ.

РВ-ЗМ-2023-9 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	785/942	38	202
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	203
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	39	207
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	61	305
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	289

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЗМ-2023-10 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	785/942	36	193

АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	195
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	198
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)	600/660	79	561
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 1 ц.	471/565	47	336
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	471/565	44	319
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	291

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 85,1кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЗМ-2023-11 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая (Л-149).

Присоединение	Длительно/аварийно- допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	36	194
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	195
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	198
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	84	513
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	291

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 102,5 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119кВ.

**РВ-ЗМ-2023-12 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 загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	36	192
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	193
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	196
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	71	359

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	290
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	551/600	42	215

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЗМ-2023-13 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	785/942	33	163
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	33	164
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	33	167
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	59	299
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	59	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	63	334
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	63	332

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,3 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,1 кВ.

РВ-ЗМ-2023-14 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	785/942	27	159
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	27	161
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	28	163
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	58	295
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	62	309

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,8 кВ.

РВ-ЗМ-2023-15 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	785/942	36	194
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	195
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	199
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	111	576
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	61	305

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1 кВ.

РВ-ЗМ-2023-16 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	785/942	36	194
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	195
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	199
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	111	576
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	301
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	61	305

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1кВ.

РВ-ЗМ-2023-17 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	785/942	30	165
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	31	167
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	31	170

ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	64	320
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	84	422

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,5 кВ.

РВ-ЗМ-2023-18 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	785/942	23	138
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	24	139
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	24	142
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	62	311
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	68	336
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	551/600	43	218

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЗМ-2023-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозный - Цементзавод (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	785/942	36	193
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	36	195
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	198
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	92	464
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	471/500	66	340
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	58	291

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119кВ.

РВ-ЗМ-2023-20 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 ц.

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	37	198
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	199
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	203
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	300
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	63	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	343
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	342

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1кВ.

РВ-ЗМ-2023-21 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 1 ц.

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	37	198
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	37	199
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	203
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	300
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	63	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	68	345
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	341

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1 кВ.

РВ-ЗМ-2023-22 Режим: Послеаварийный отключение ГТУ-2 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	785/942	67	349
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	68	352
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	69	358
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	57	293
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	41	210

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 104,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 116,1кВ.

РВ-ЗМ-2023-23 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	38	204
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	38	205
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	39	209
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	-59	299
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	630/630	71	364
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	-72	366
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	-71	365

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,2 кВ.

РВ-ЗМ-2023-24 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 0 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	785/942	34	183

АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	722/942	34	184
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	722/942	35	187
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	471/565	63	362
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	471/565	60	303
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	551/630	60	298
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	66	339
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	66	338

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 105,1кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,2 кВ.

Приложение РВ-ЛМ-2019-Графика

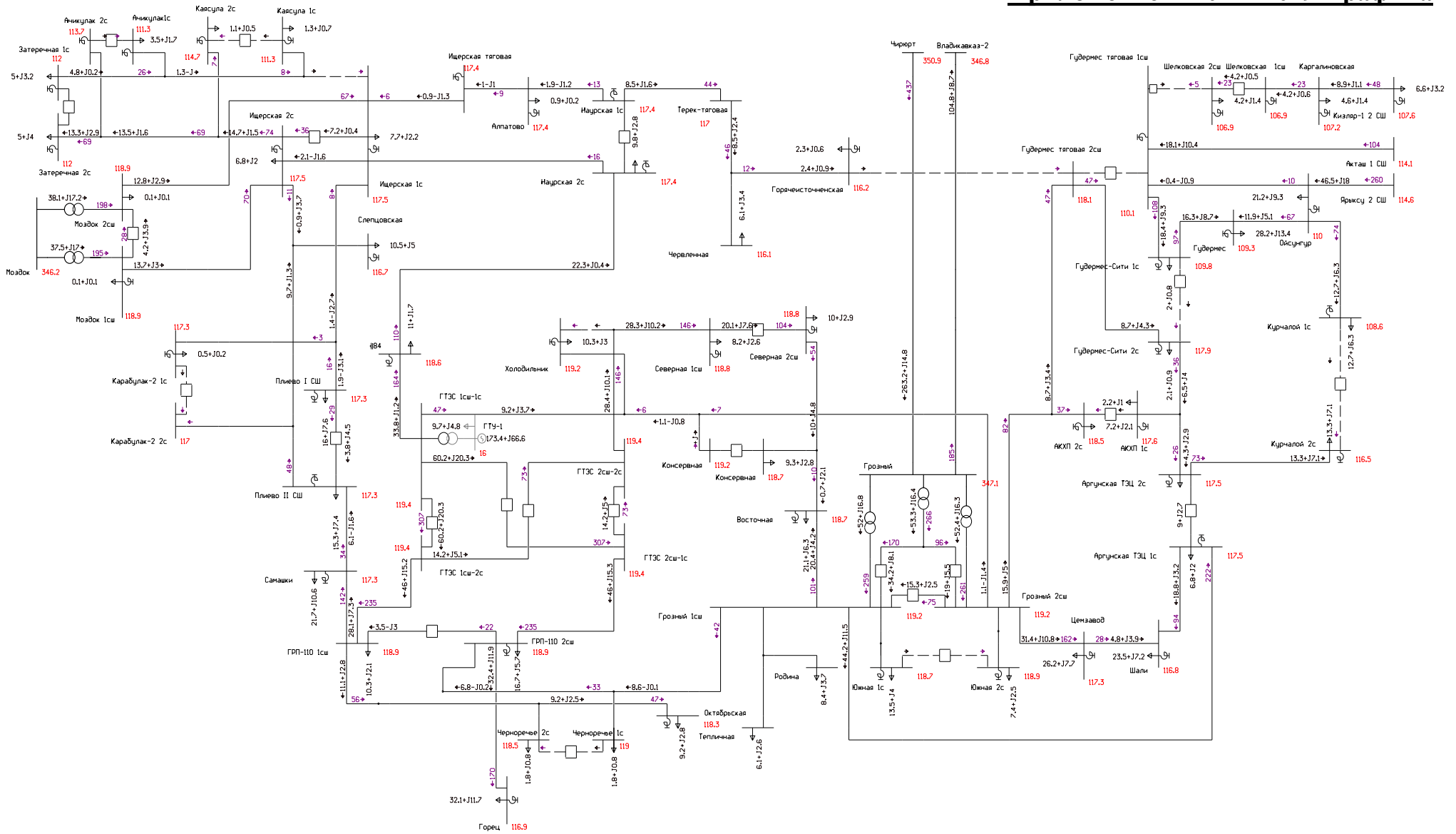


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-1 Режим: Нормальный

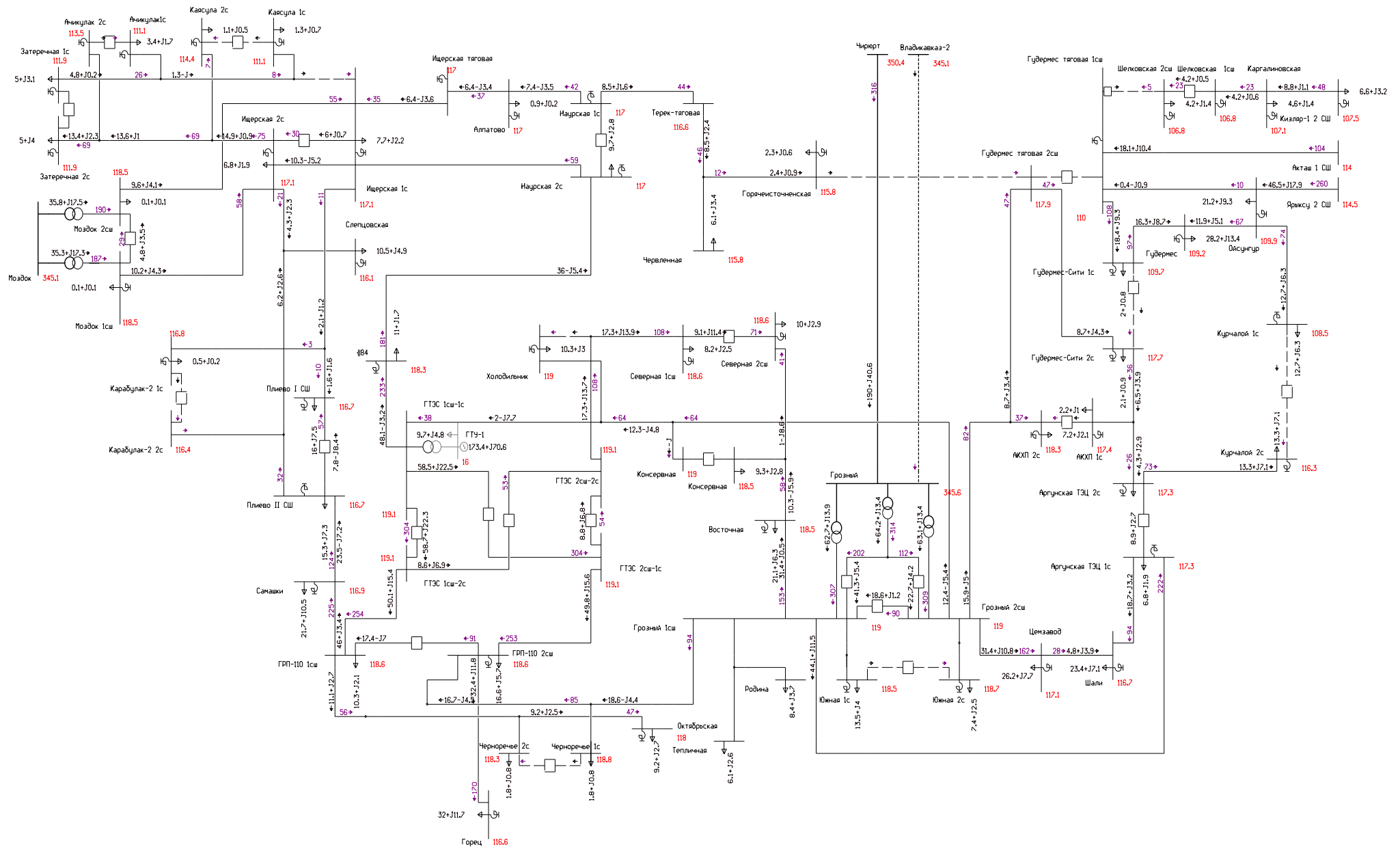


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-2 Режим: Ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

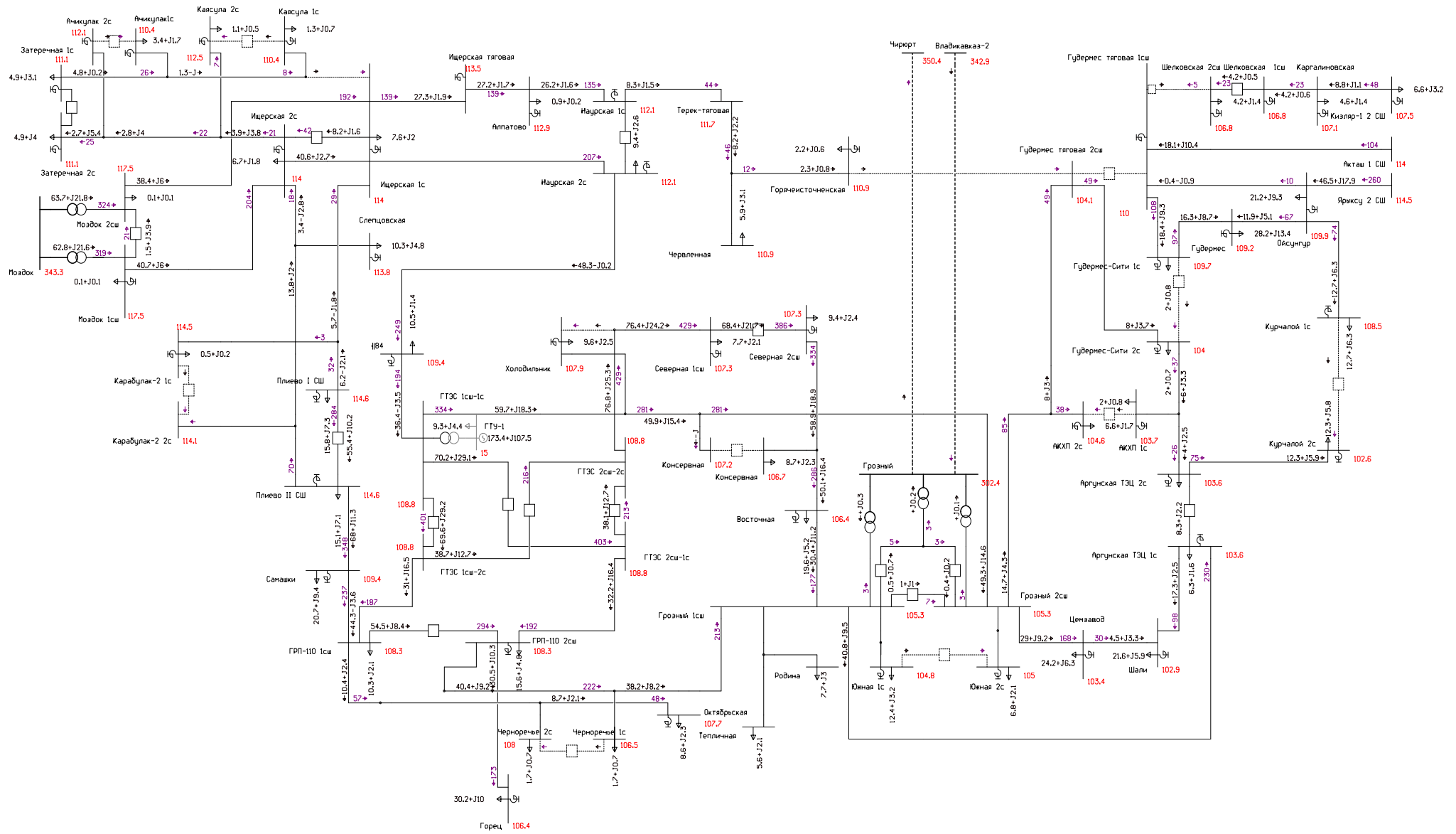


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-3 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Грозный-Чирчурт в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

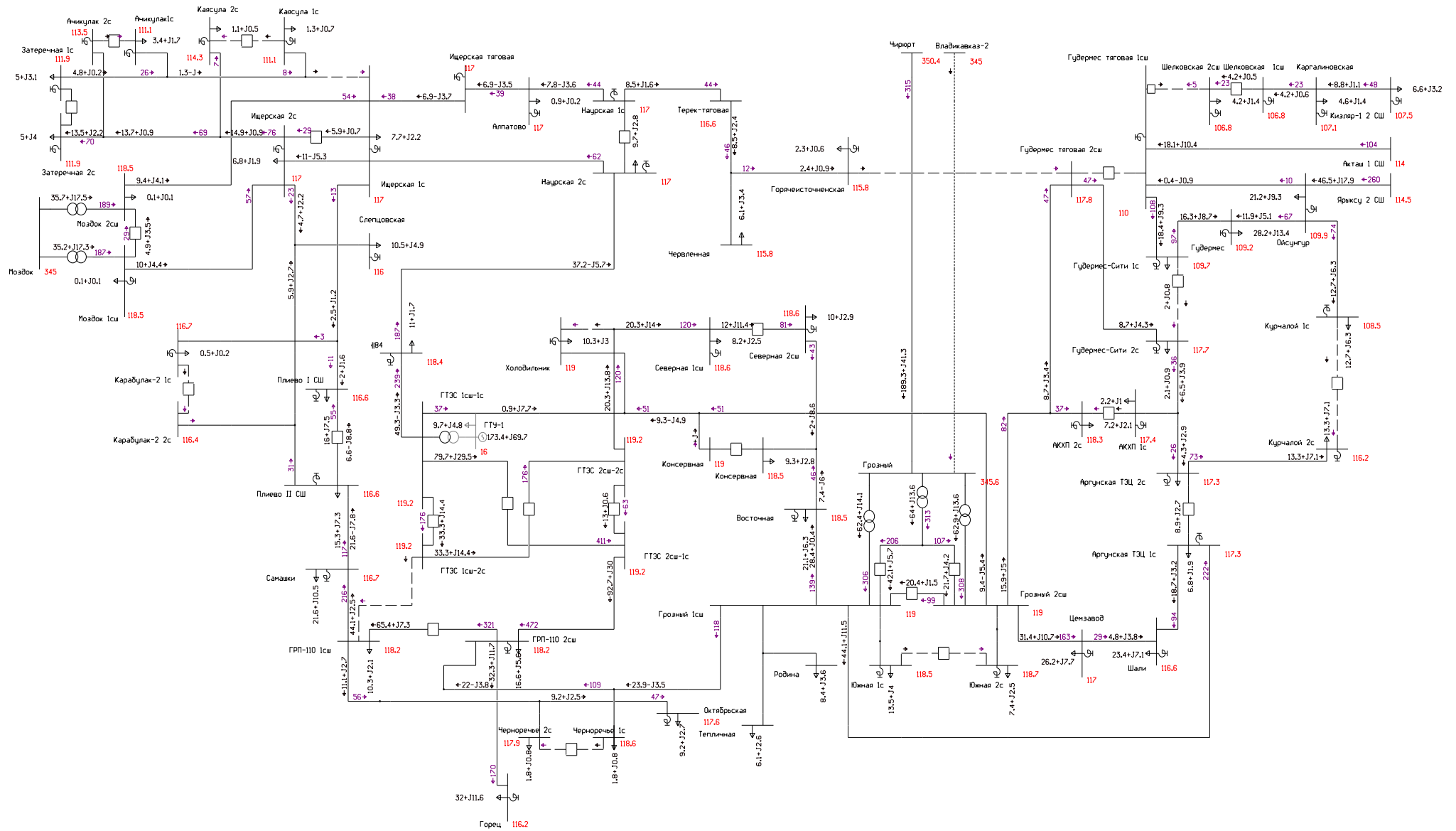


Рисунок № РВ-ЗМ-2019-4 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

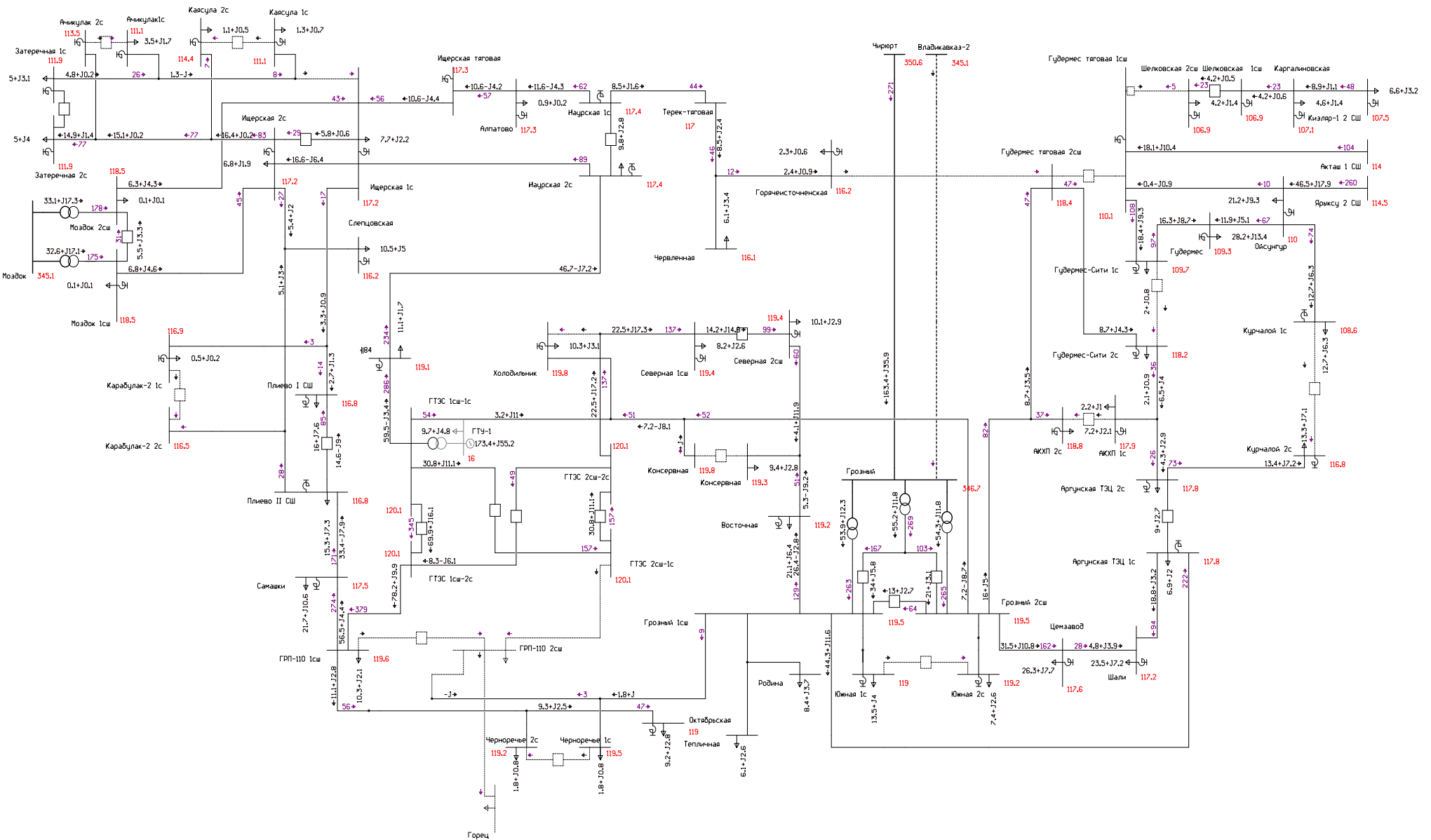


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-5 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

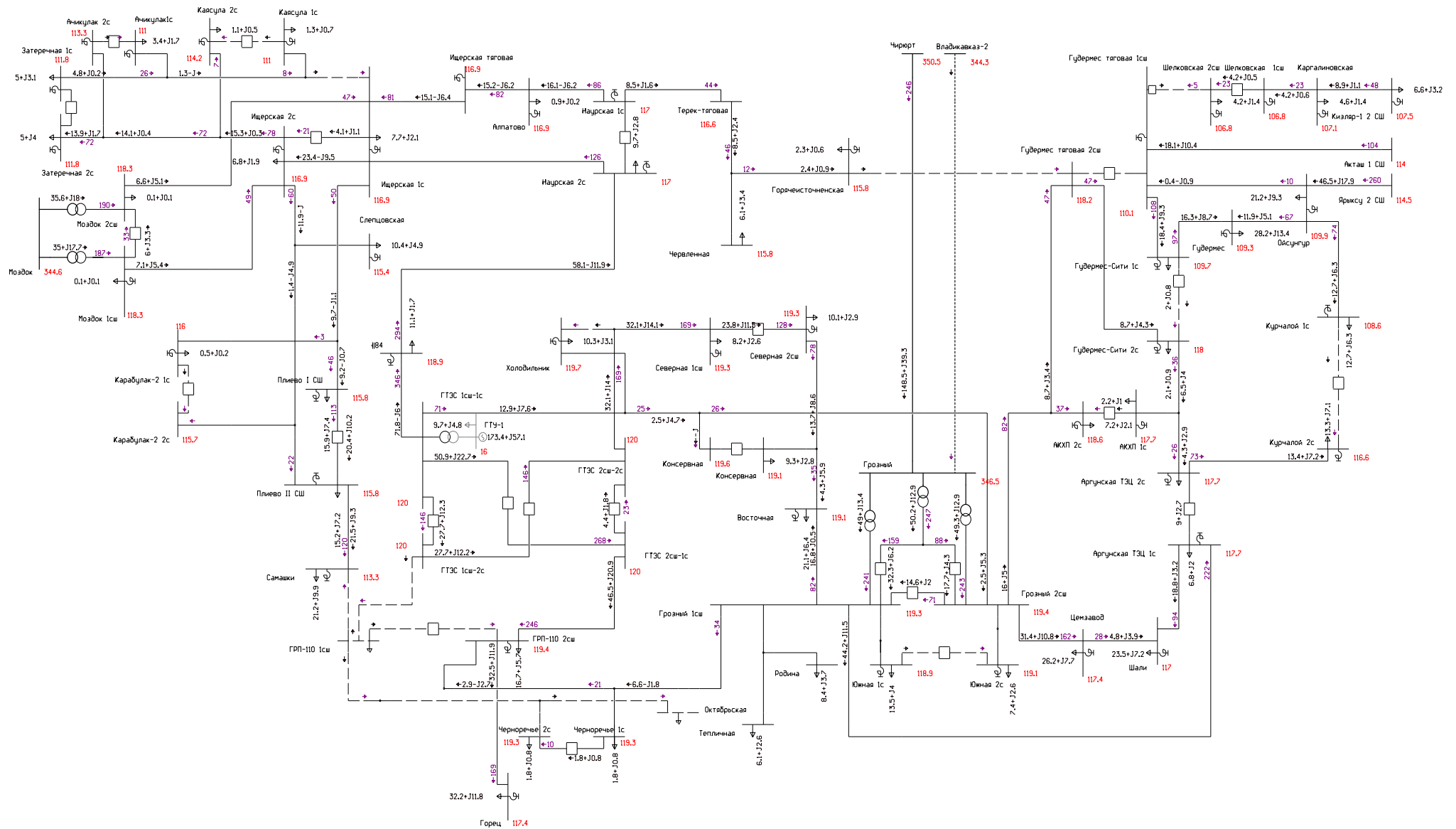


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-6 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

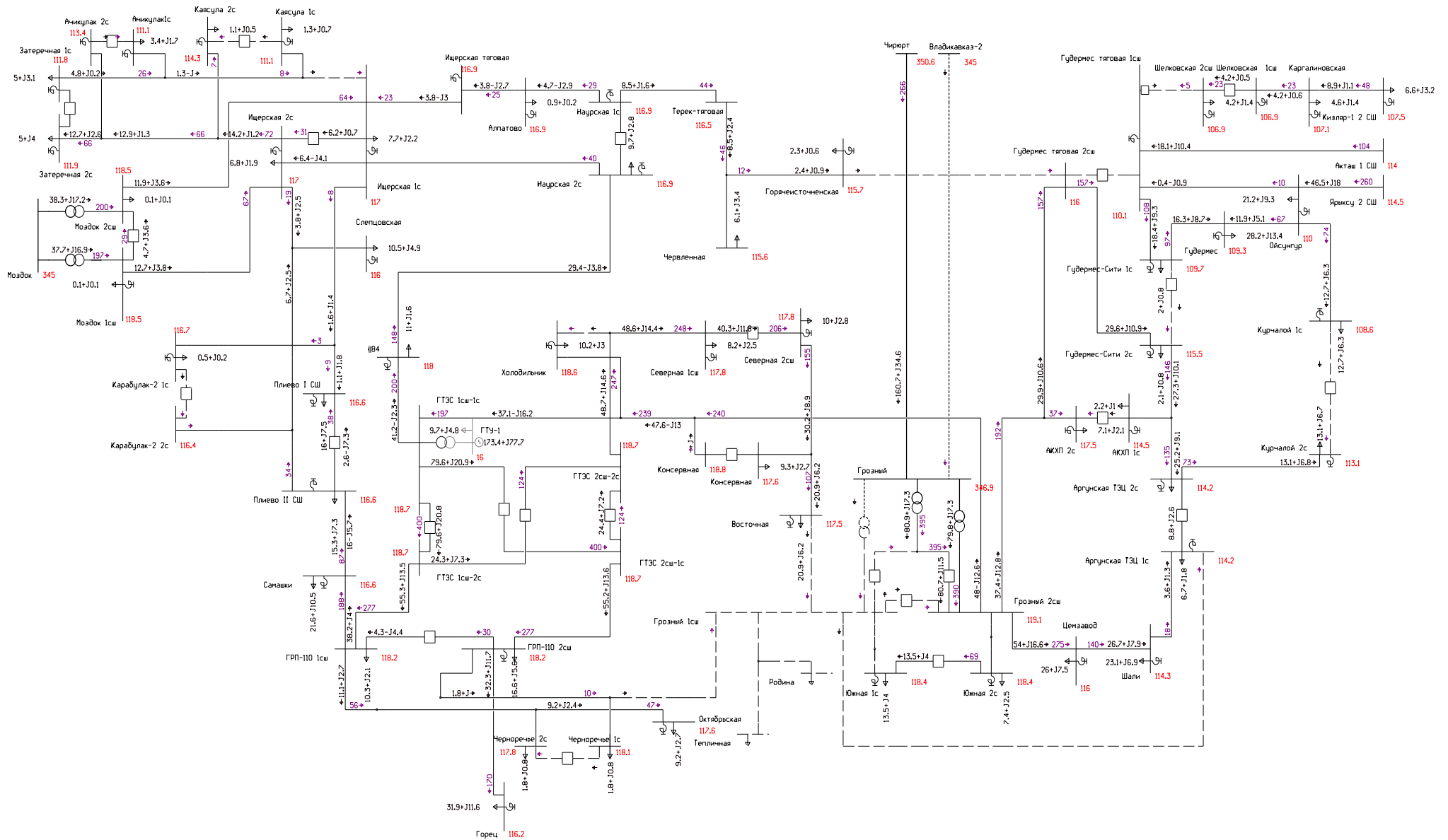


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

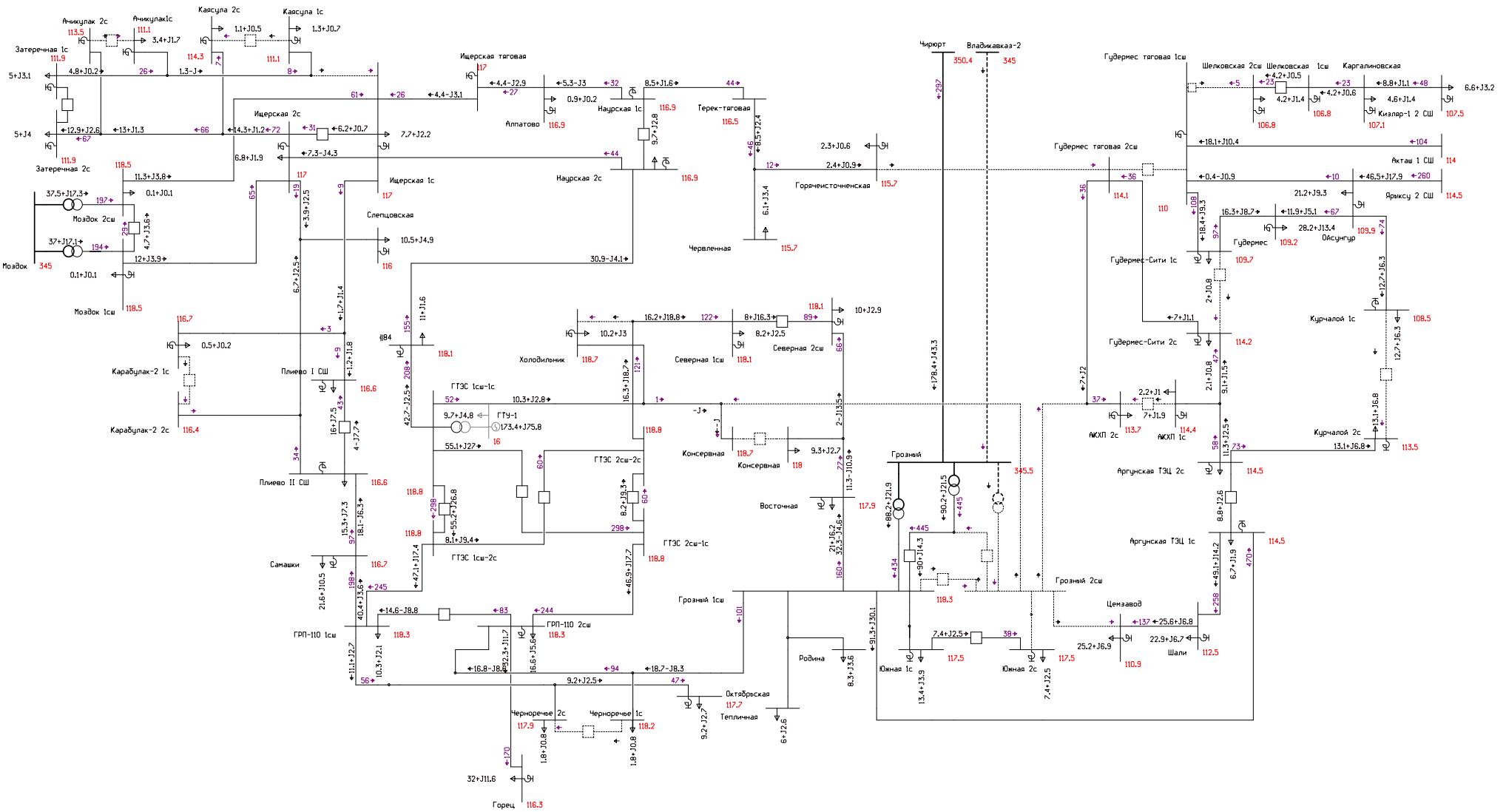


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

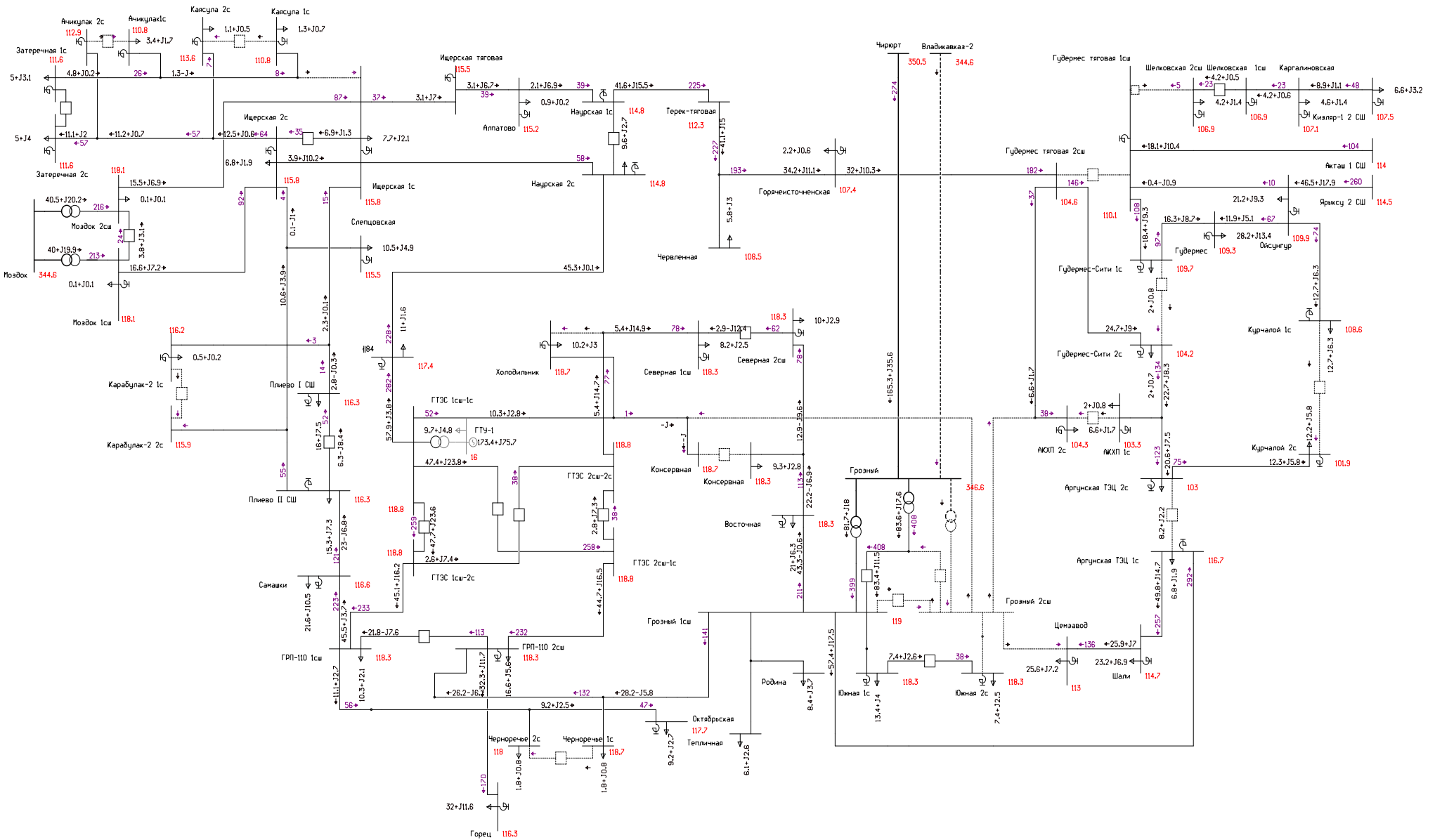


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-8.1 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ и включенным В-177 на ПС 110 кВ Гудермес Тяговая

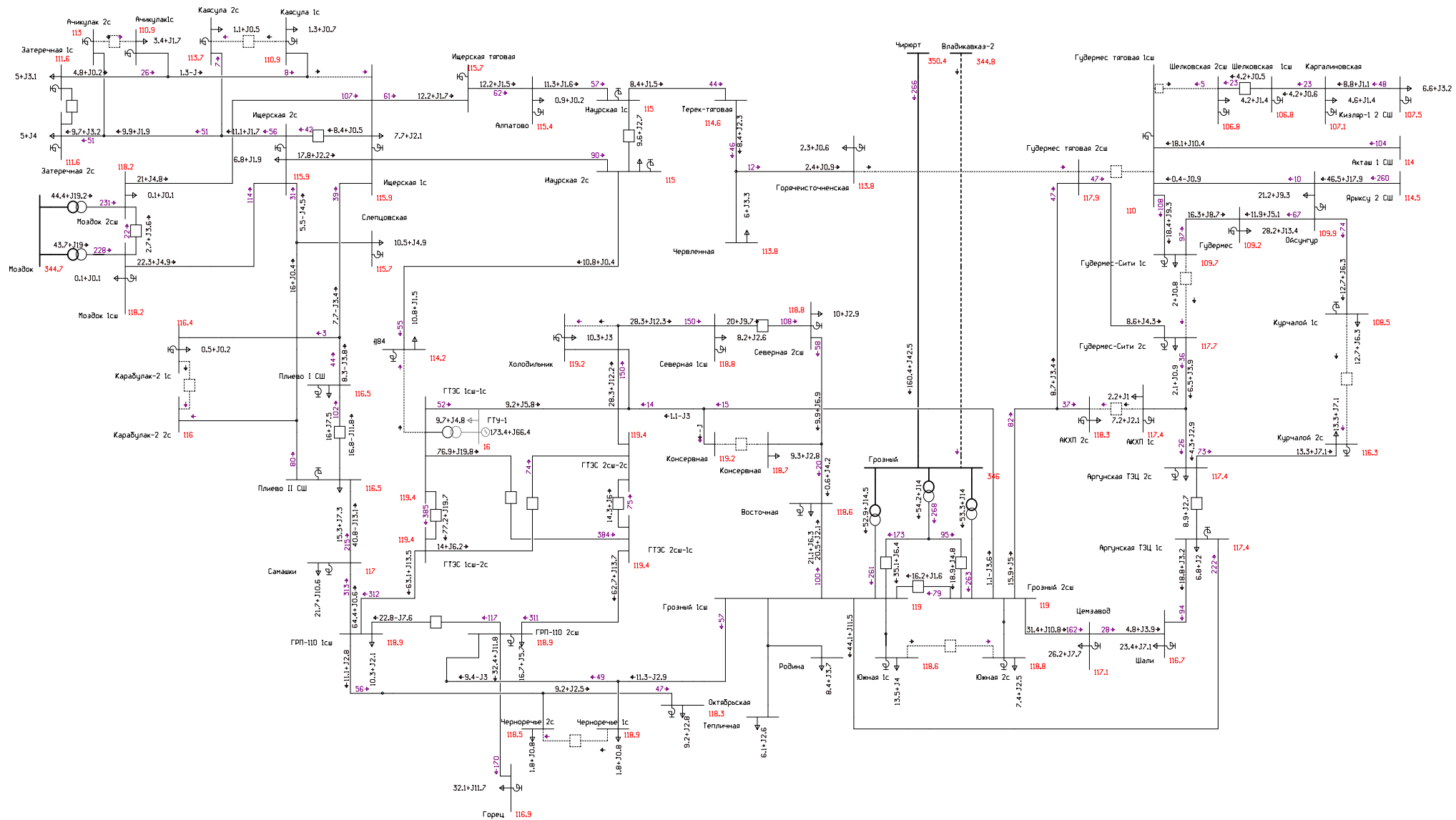


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84

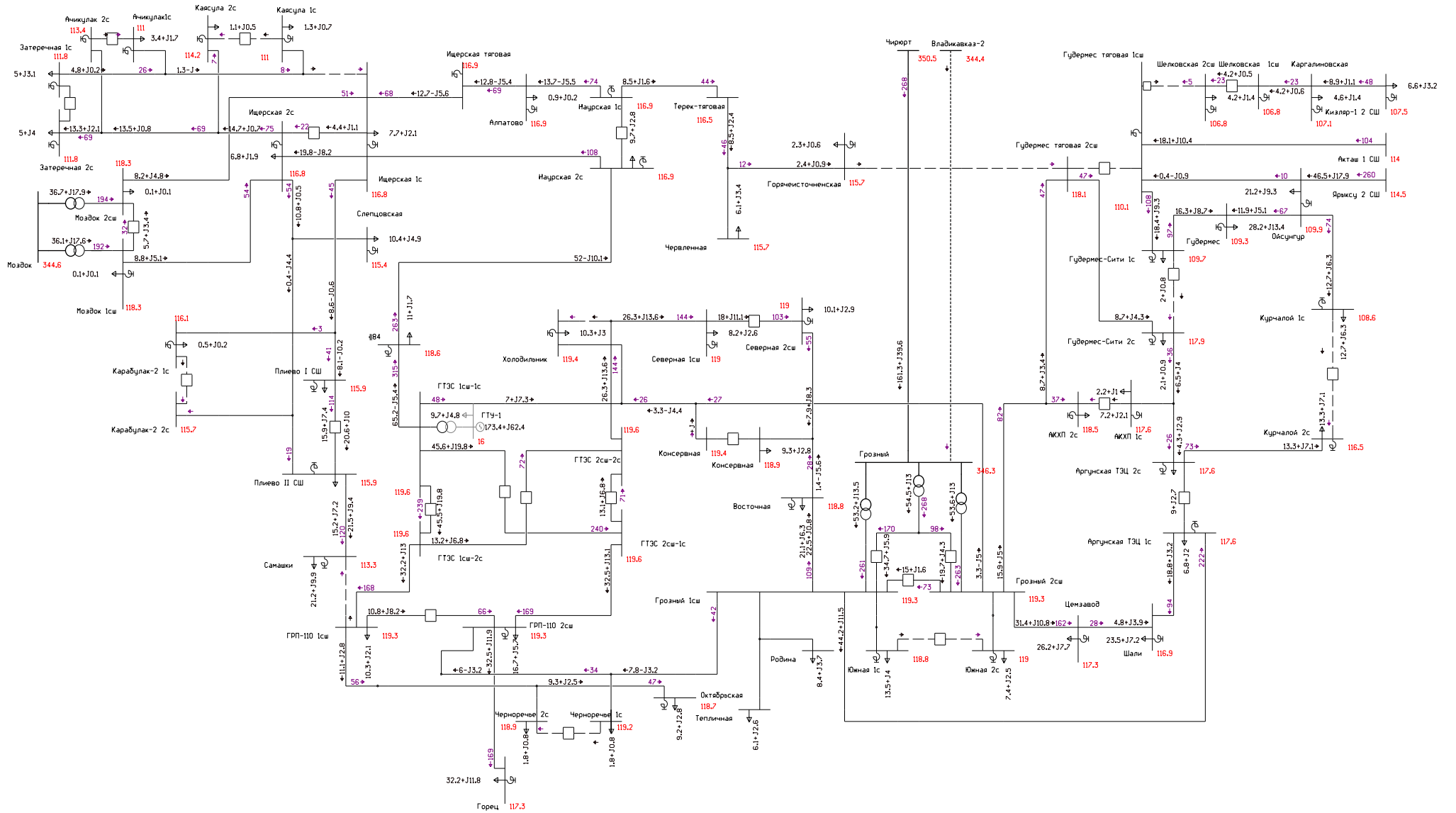
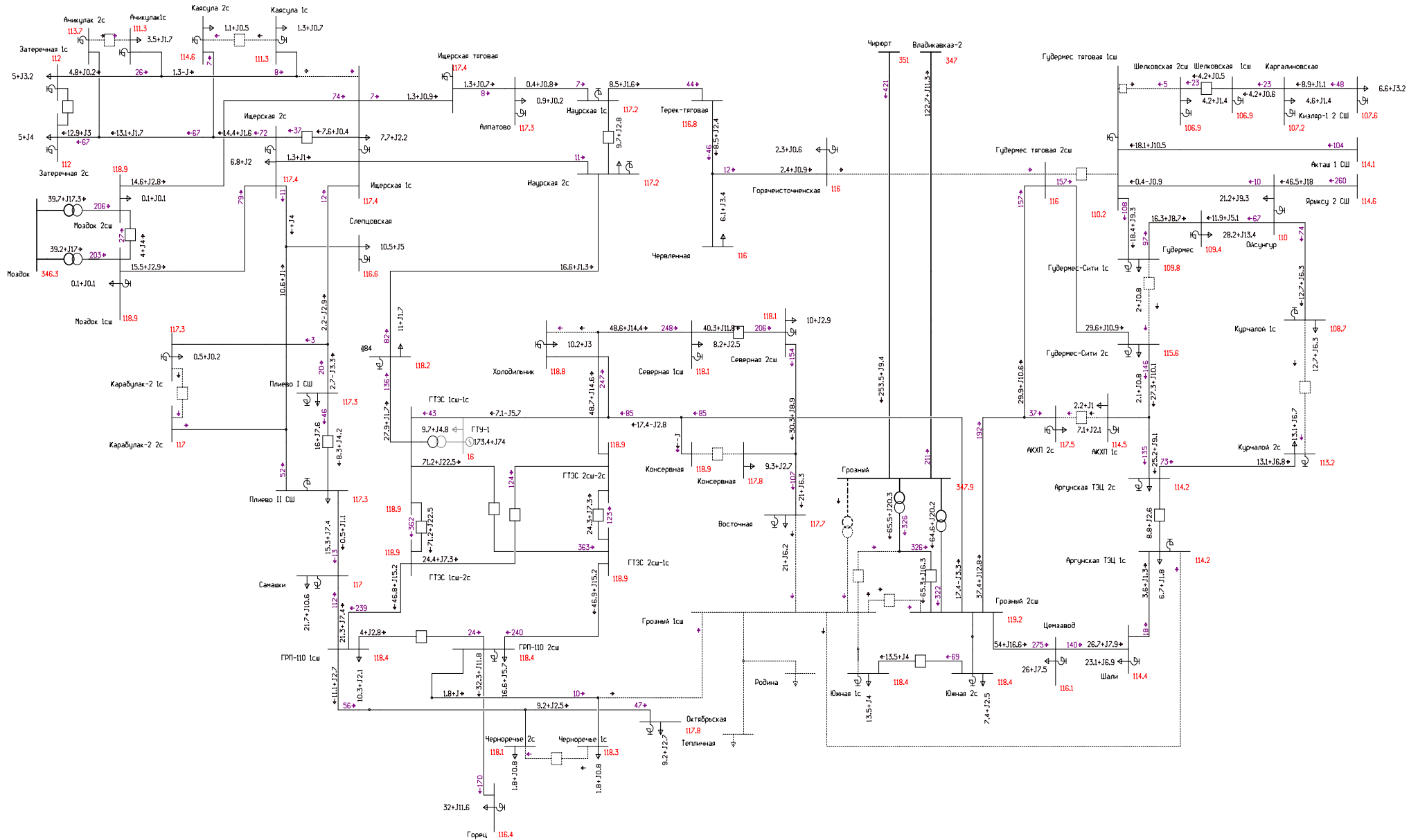


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки-ГРП-110(Л-103)



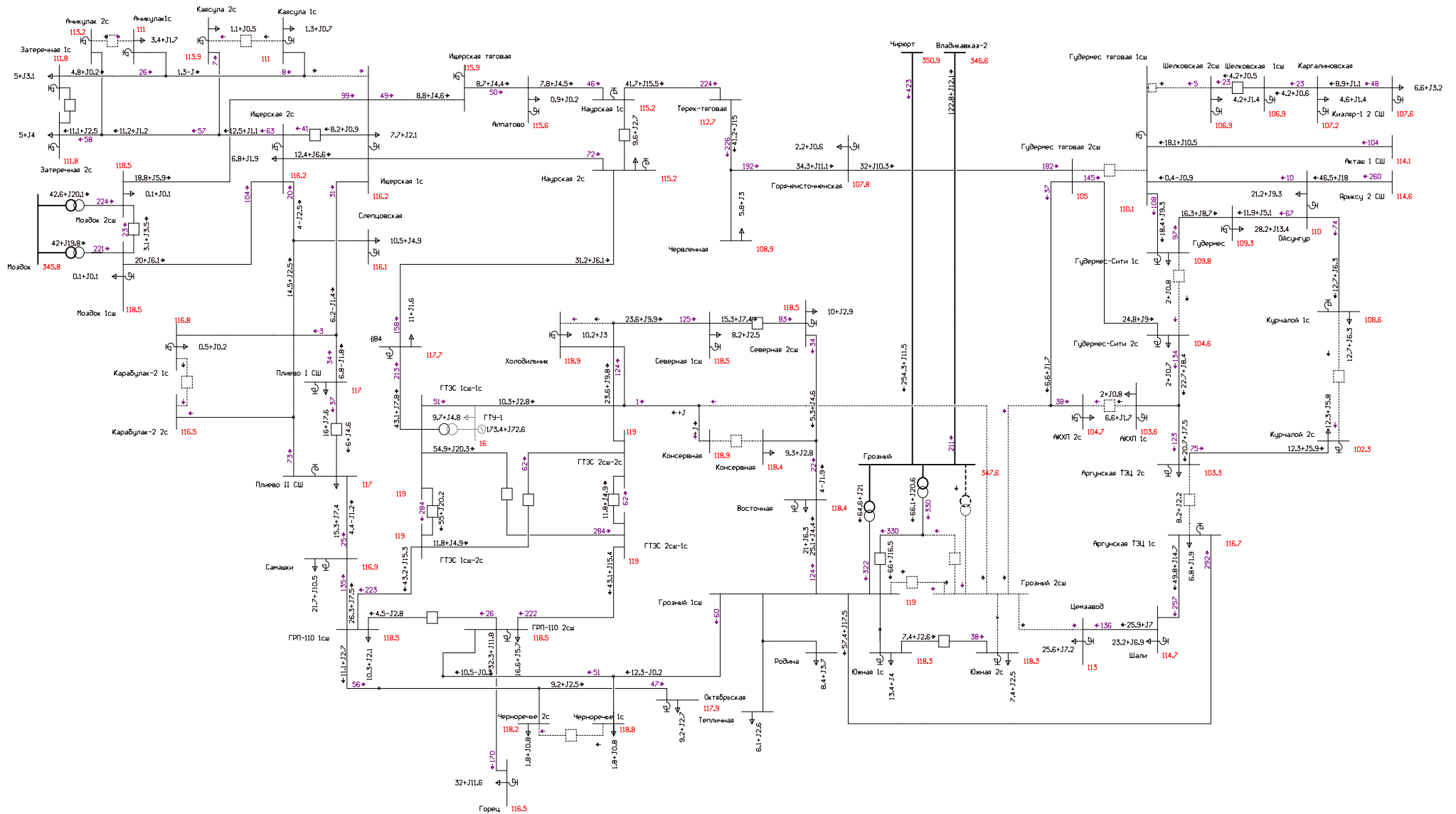


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-13.1 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ и включенным В-177 на ПС 110 кВ Гудермес Тяговая

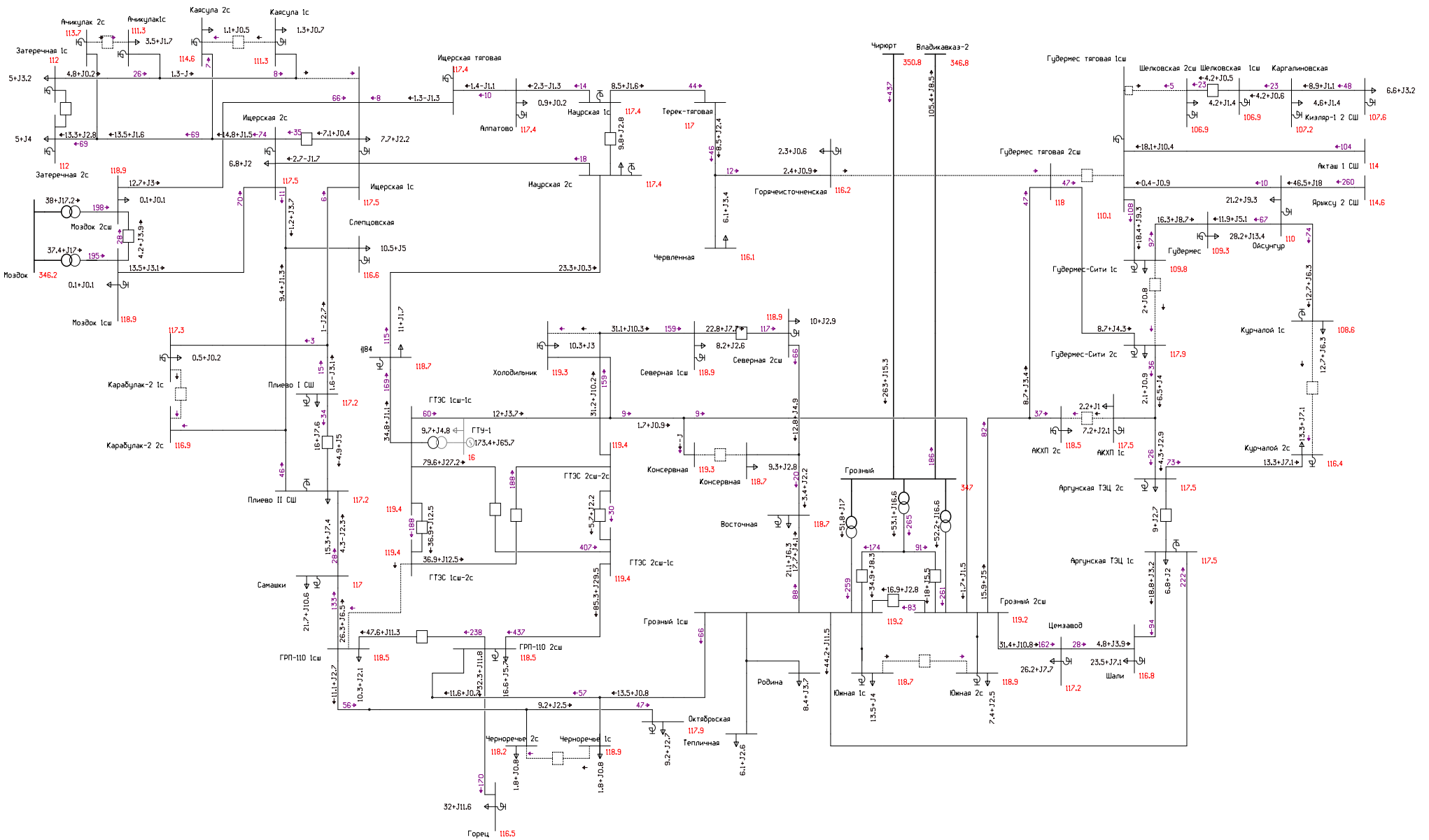


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-14 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц

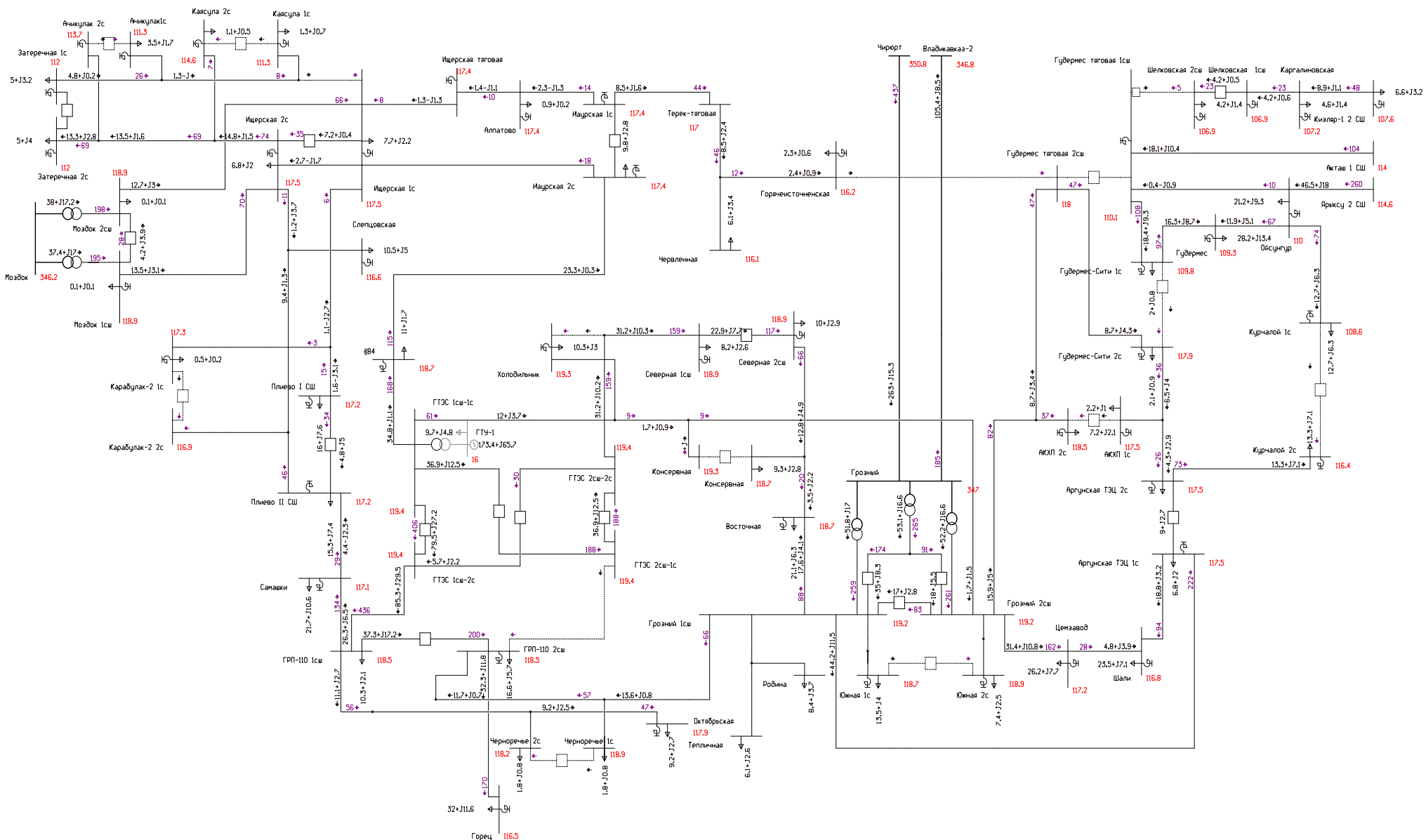


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-15 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-GRP-110 2ц

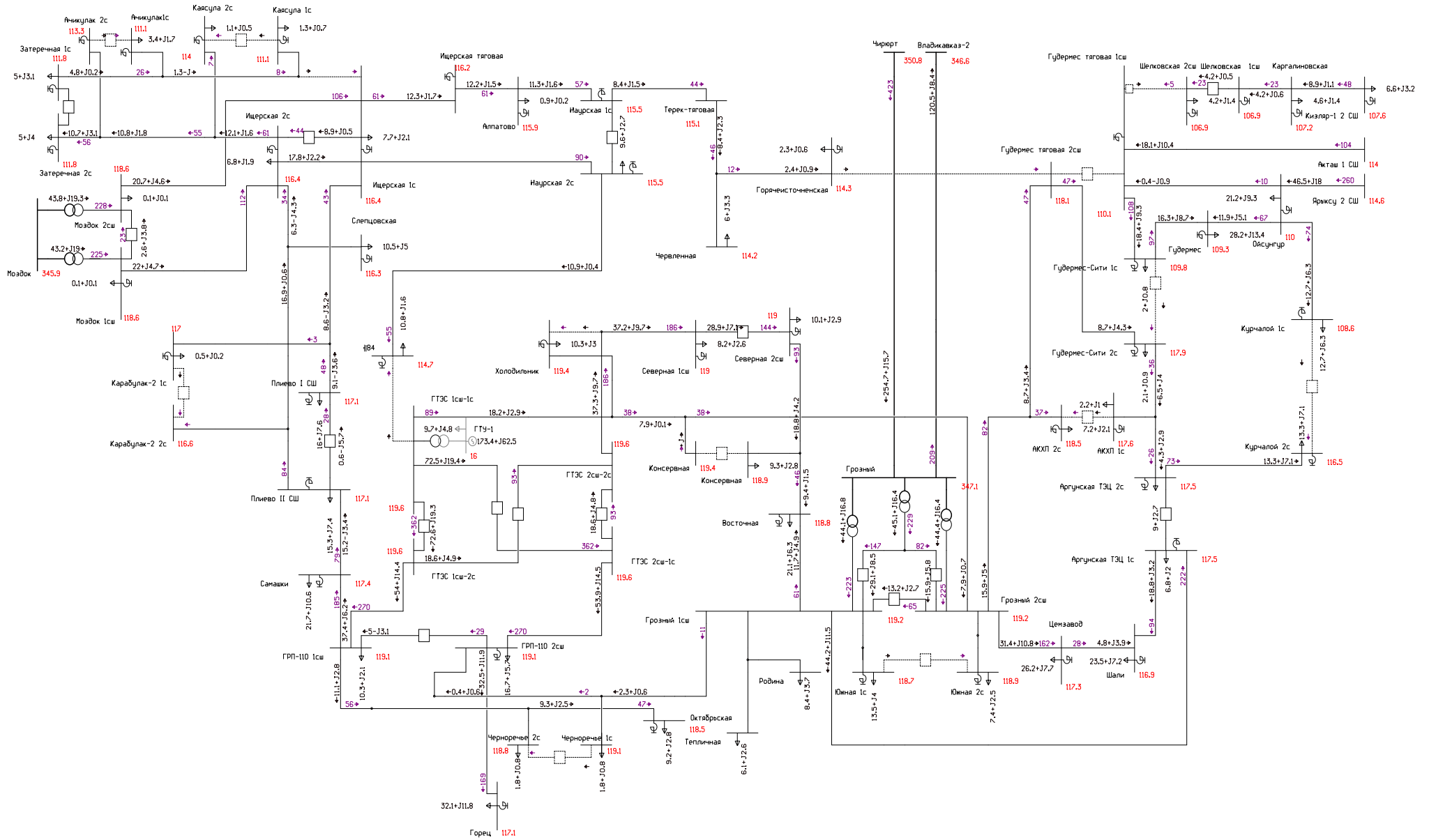


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-16 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84

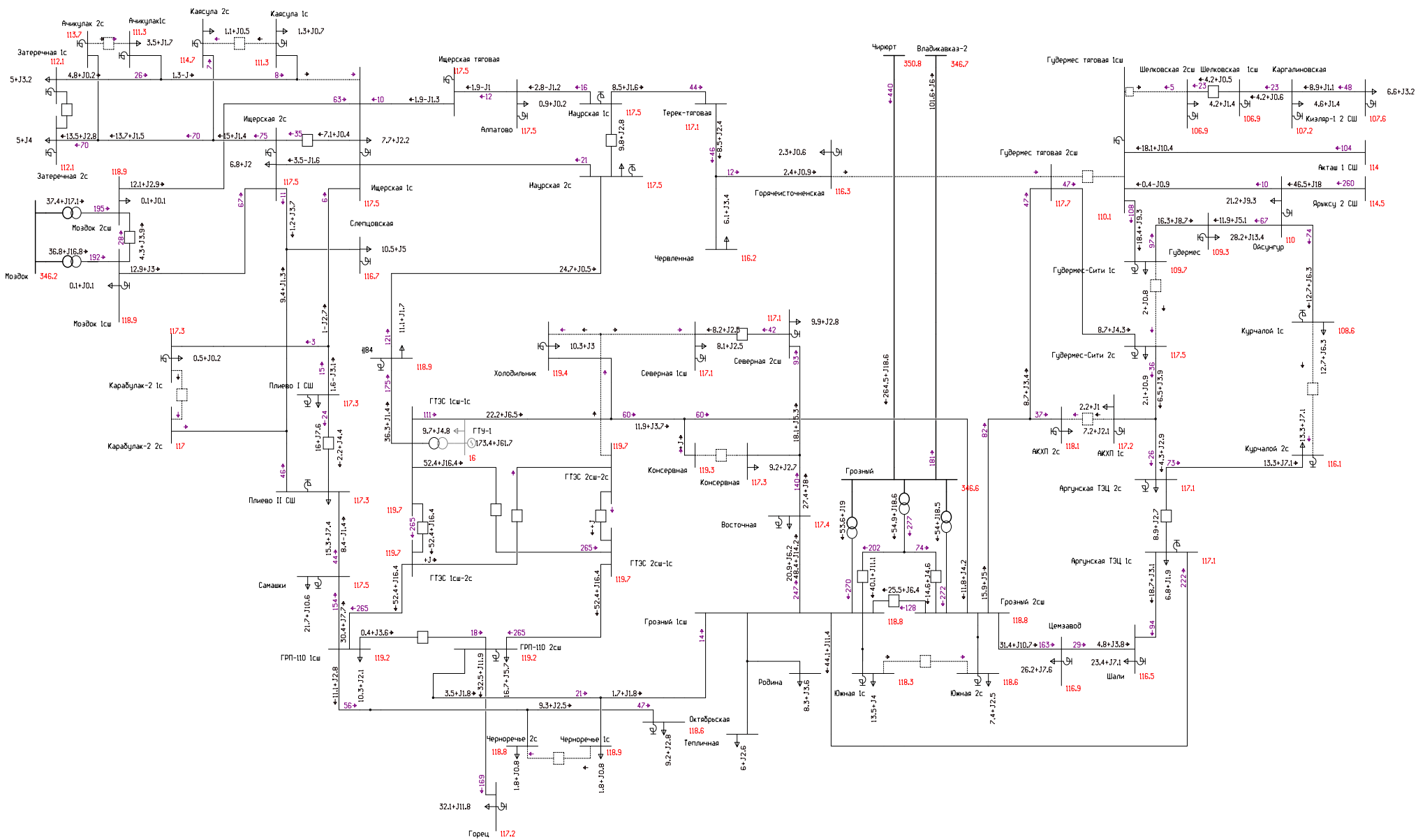


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

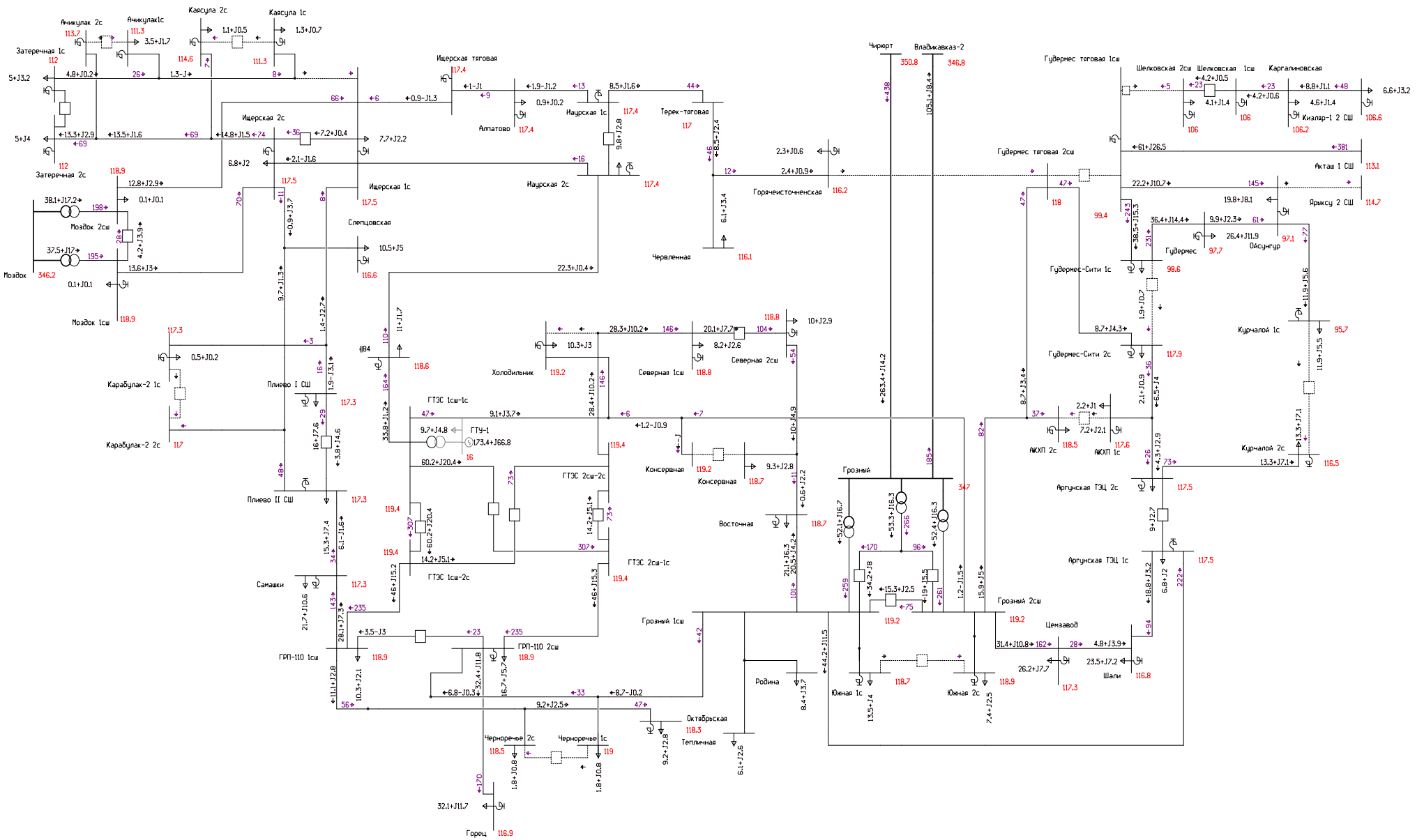


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-18 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярксу - Ойсунгур(Л-128)

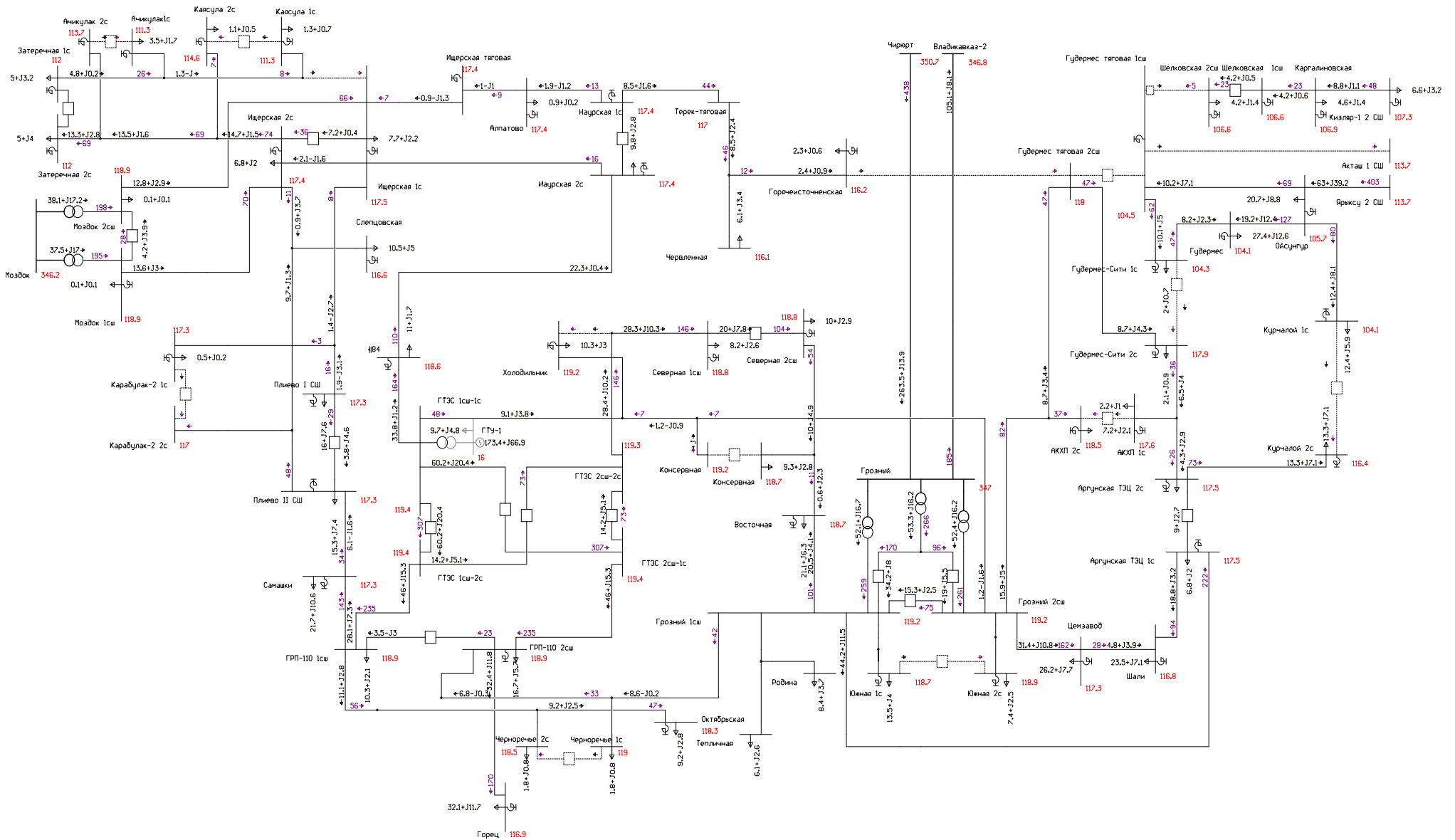


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

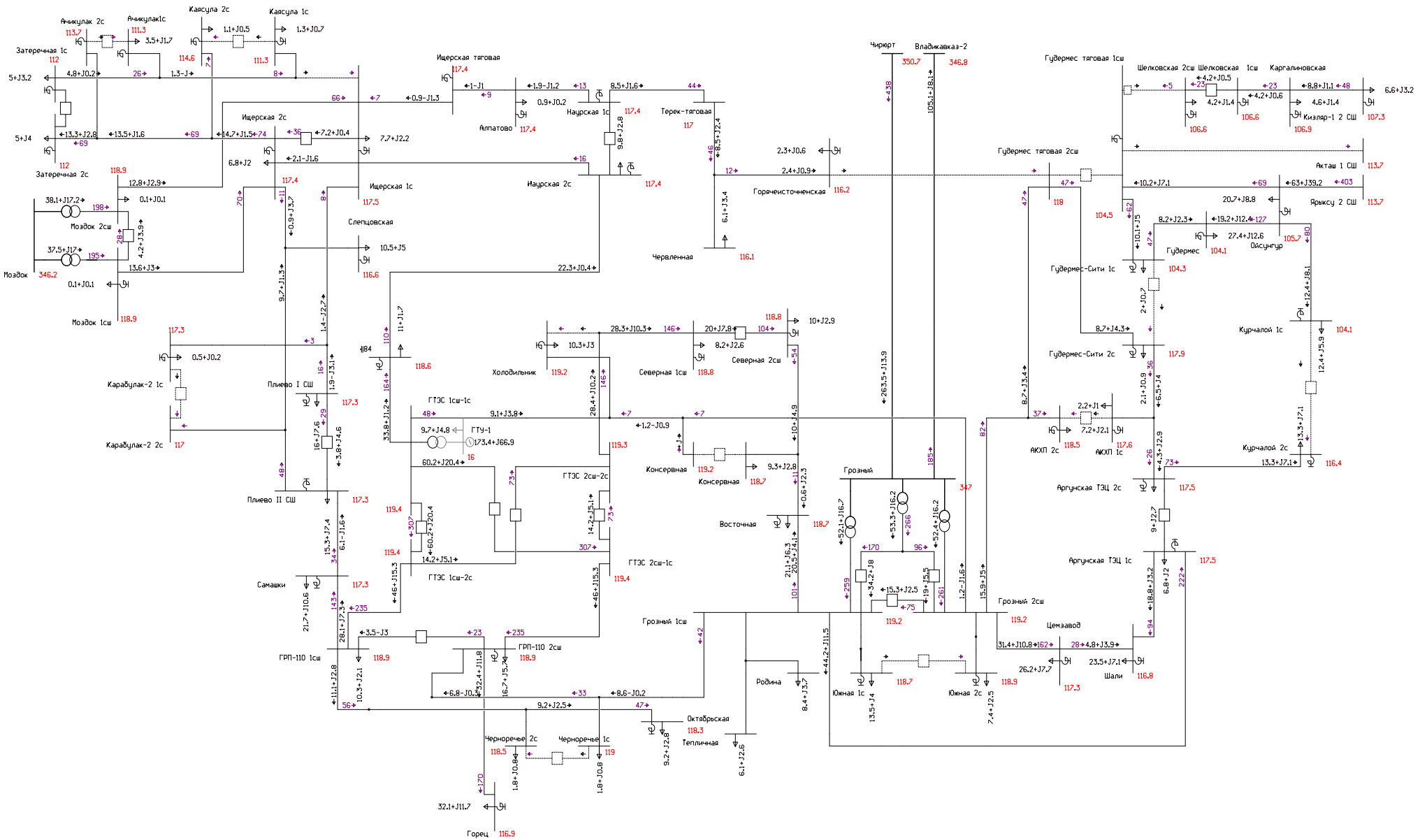


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-19.1 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

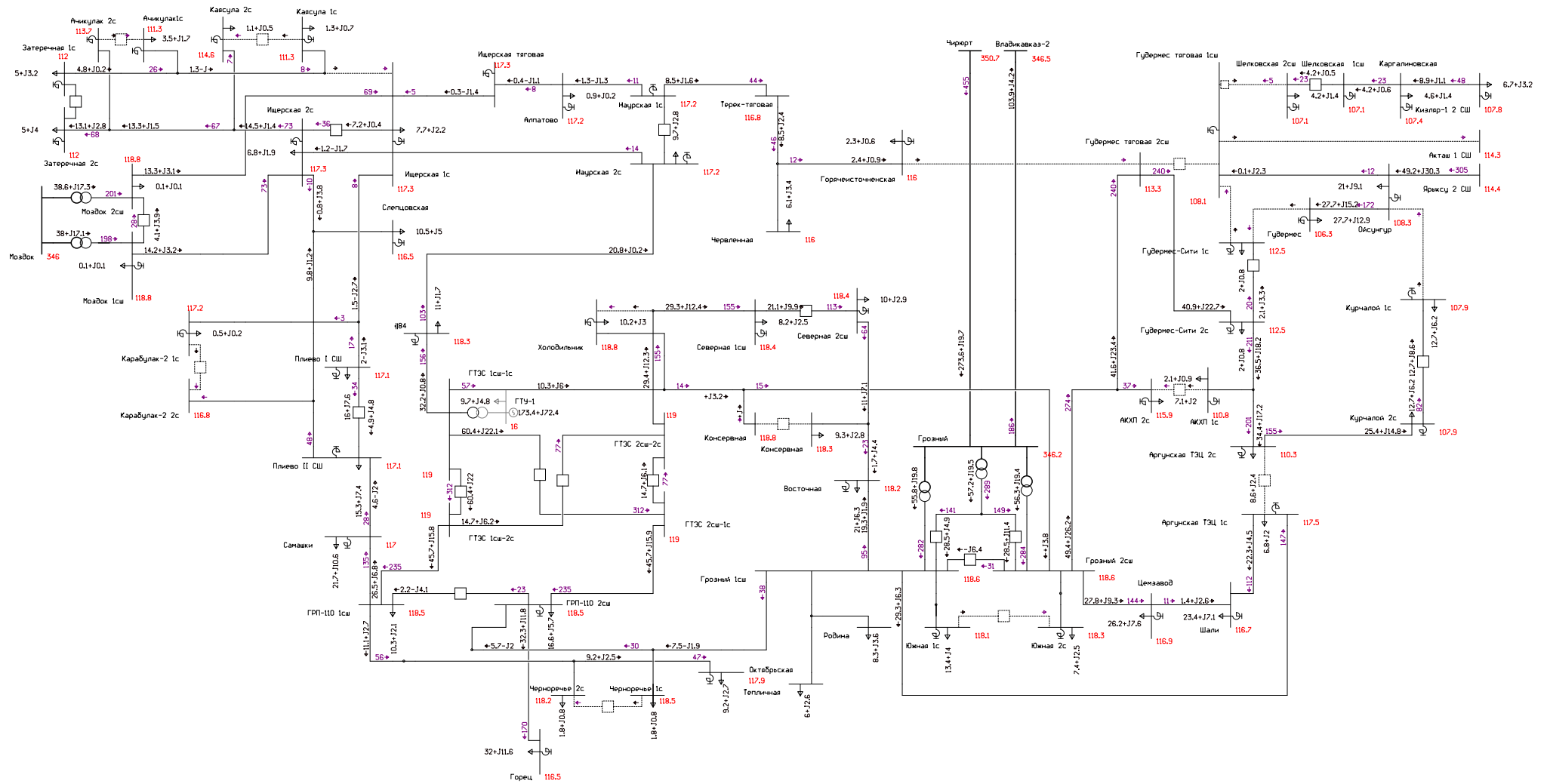


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-19.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключением В-Курчалой на ПС 110 кВ Ойсунгур, на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая и В-Гудермес, на ПС 110 кВ Курчалой включением ШСВ-110, на Аргунской ТЭЦ отключением СВ-1-110

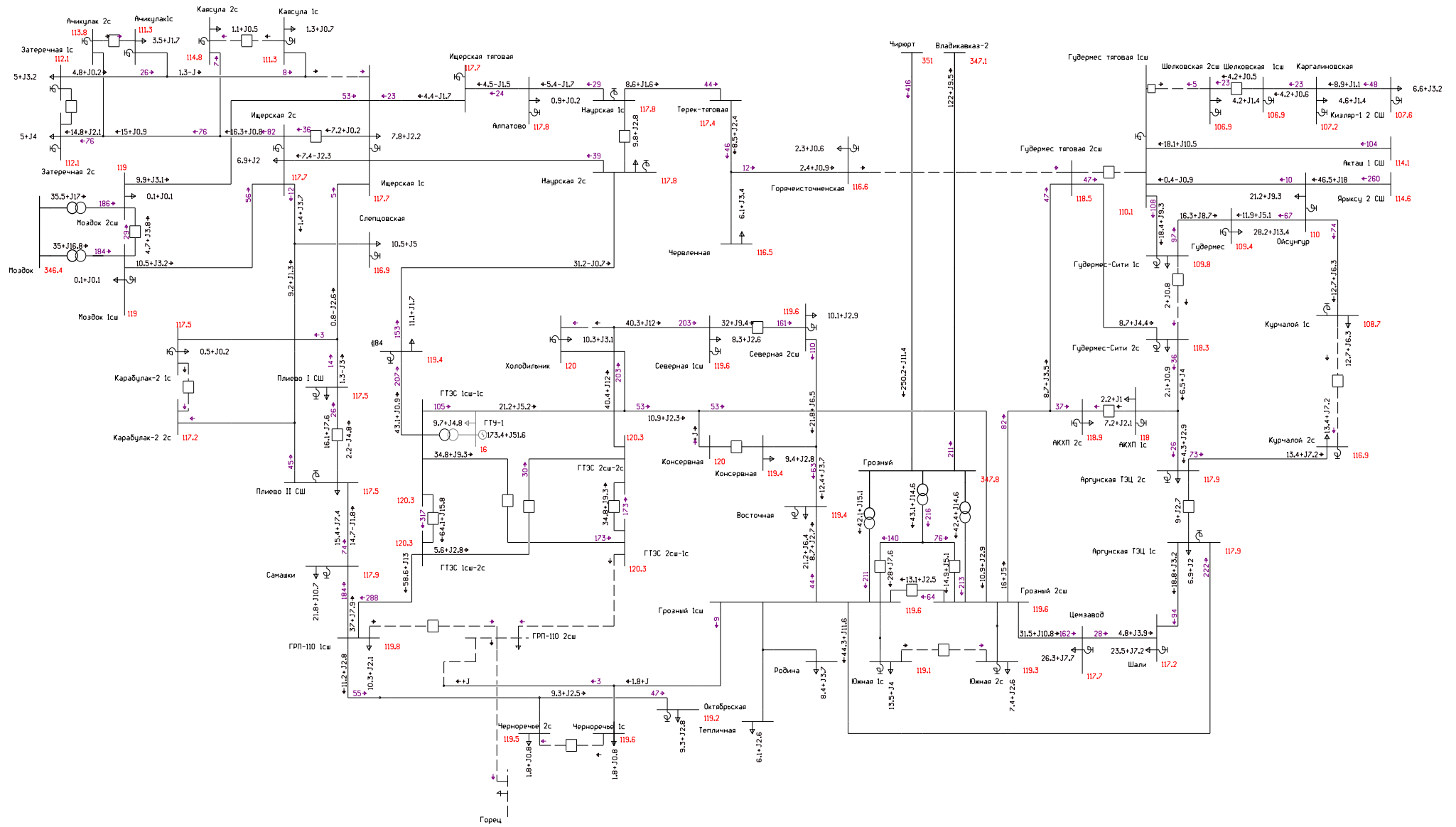


Рисунок № РВ-ЛМ -2019-21 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

Приложение РВ-ЛМ-2019-Таблицы**1.5.1.1. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2019 года.****РВ-ЛМ -2019-1 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	703/848	52	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	52	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	266
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЛМ-2019-2 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	703/848	63	307
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	63	309
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	64	314
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	48	234

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,1 кВ.

РВ-ЛМ-2019-3 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 35С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	77	429
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262

ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	68	347
ВЛ 110 кВ Северная – Восточная с отпайкой на ПС Консервная (Л-112)	448/538	59	334
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками (Л-110)	448/538	60	334
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	41	230
ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье(Л-136)	396/475	40	221
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	48	249
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	41	206
ВЛ 110 кВ Моздок – Ищерская (Л-120)	448/538	41	202
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	44	237

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 102,6 кВ.

Максимальное - ПС 110 кВ Ищерская 114 кВ.

РВ-ЛМ -2019-4 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	703/848	62	306
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	63	308
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	64	313
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	93	472
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	49	240

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,2 кВ.

РВ-ЛМ -2019-5 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	703/848	54	263
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	54	265
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	55	269
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	59	286
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	78	379
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	47	232
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	57	274

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,1 кВ.

РВ-ЛМ -2019-6 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	703/848	49	241
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	49	243
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	50	247
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	72	347
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	58	293
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	32	169

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

РВ-ЛМ -2019-7 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-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	80	390
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	81	395
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	54	274
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	49	247
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками (Л-110)	448/538	48	240
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	55	277
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	55	277
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	41	201

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9кВ.

Максимальное - ПС 330 кВ Грозный 119,1 кВ.

РВ-ЛМ -2019-8 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	703/848	88	434
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	90	445
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	91	469
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	49	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	43	208

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,8 кВ.

РВ-ЛМ -2019-8.1 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 и включенным В-177 на ПС 110 кВ 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	703/848	82	399

АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	84	408
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	57	291
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	50	257
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	58	282
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	45	228
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	448/538	43	211

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 101,9кВ.

Максимальное – ПС 330 кВ Грозный 119кВ.

РВ-ЛМ -2019-9 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	703/848	53	261
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	263
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	54	268
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	64	313
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	63	312
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	63	310
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	41	212

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4кВ.

РВ-ЛМ -2019-10 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	703/848	53	261
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	54	263

АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	54	268
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	65	316
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	52	262

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,6кВ.

РВ-ЛМ -2019-11 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-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	65	322
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	66	326
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	54	274
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	49	247
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	396/475	37	191
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	334/401	30	157
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ	334/401	27	147

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное – ПС 330 кВ Грозный 119,2 кВ.

РВ-ЛМ -2019-12 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 и включенным В-177 на ПС 110 кВ Гудермес Тяговая

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	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	48	248
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	334/401	25	146

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 102,1 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 118,3 кВ.

РВ-ЛМ -2019-13 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	703/848	73	366
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	74	375
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	91	469
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	49	258
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	33	173

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЛМ -2019-13.1 Режим: Ремонт 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ и включенным В-177 на ПС 110 кВ 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	703/848	65	322
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	66	330
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	57	291
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	262
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	50	257
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	396/475	43	212
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	334/401	25	146

Напряжение на сш 110 кВ:
 Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 102,3 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

РВ-ЛМ -2019-14 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	703/848	52	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	52	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	265
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	85	436
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЛМ -2019-15 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	703/848	52	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	52	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	265
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	85	436
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЛМ -2019-16 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	703/848	44	223
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	44	225
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	45	229
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	37	186
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	54	269

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	54	270
--	--------	----	-----

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,6 кВ.

РВ-ЛМ -2019-17 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	703/848	54	270
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	54	272
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	55	277
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	46	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	448/538	48	248
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	52	265
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	52	265

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,7 кВ.

РВ-ЛМ -2019-18 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	703/848	52	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	52	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	266
ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес-Тяговая(Л-149)	448/538	61	386
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая I ц.	334/401	39	243
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	334/401	36	231
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 95,7 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЛМ -2019-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

Присоединение	Длительно/аварийно-	Фактическая	Фактическая
---------------	---------------------	-------------	-------------

	допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	загрузка Р (МВт)	загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	52	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	52	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	266
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	63	403
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЛМ -2019-19.1 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	52	259
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	52	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	53	266
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	63	403
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119,4 кВ.

РВ-ЛМ -2019-19.2 Режим Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключением В-Курчалой на ПС 110 кВ Ойсунгур, на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая и В-Гудермес, на ПС 110 кВ Курчалой включением ШСВ-110, на Аргунской ТЭЦ отключением СВ-1-110

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	56	282
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	56	284
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	57	289
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	49	305
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	334/401	41	240
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с	396/475	49	274

отпайкой на ПС АКХП (Л-141)			
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ	334/401	37	211
ВЛ 110 кВ Гудермес – Ойсунгур (Л-127)	365/438	28	172
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	29	147

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 107,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119кВ.

РВ-ЛМ -2019-20 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	703/848	41	205
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	41	207
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	42	210
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	41	207
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	46	221
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	53	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	31	161

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,1 кВ.

РВ-ЛМ -2019-21 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	703/848	42	211
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	42	213
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	43	216
ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)	334/401	47	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	44	221

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109)	391/469	40	203
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	59	288
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	43	207
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	31	161

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,9 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3кВ.

Приложение РВ-ЛМ-2023-Графика

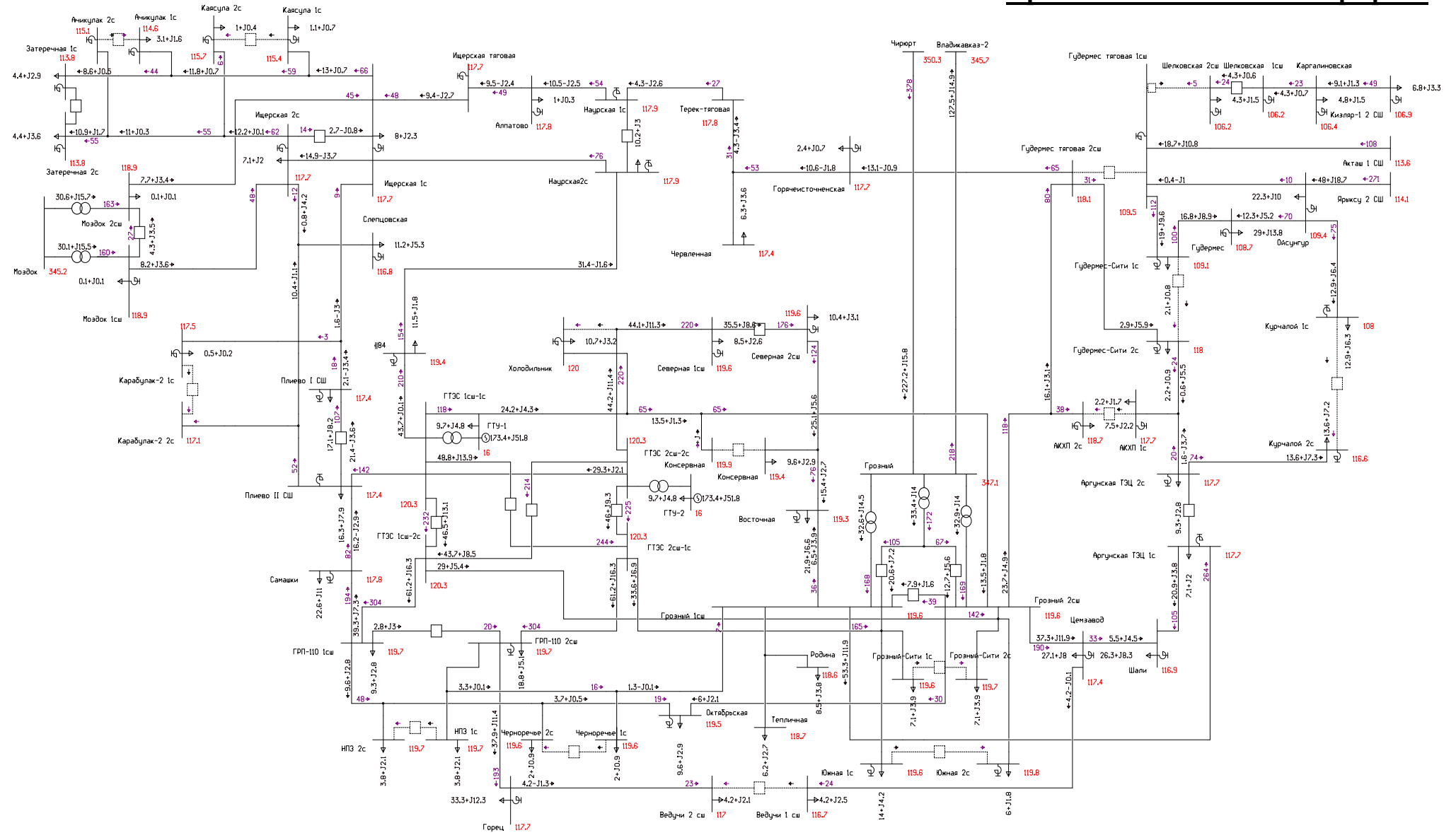


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-1 Режим: Нормальный

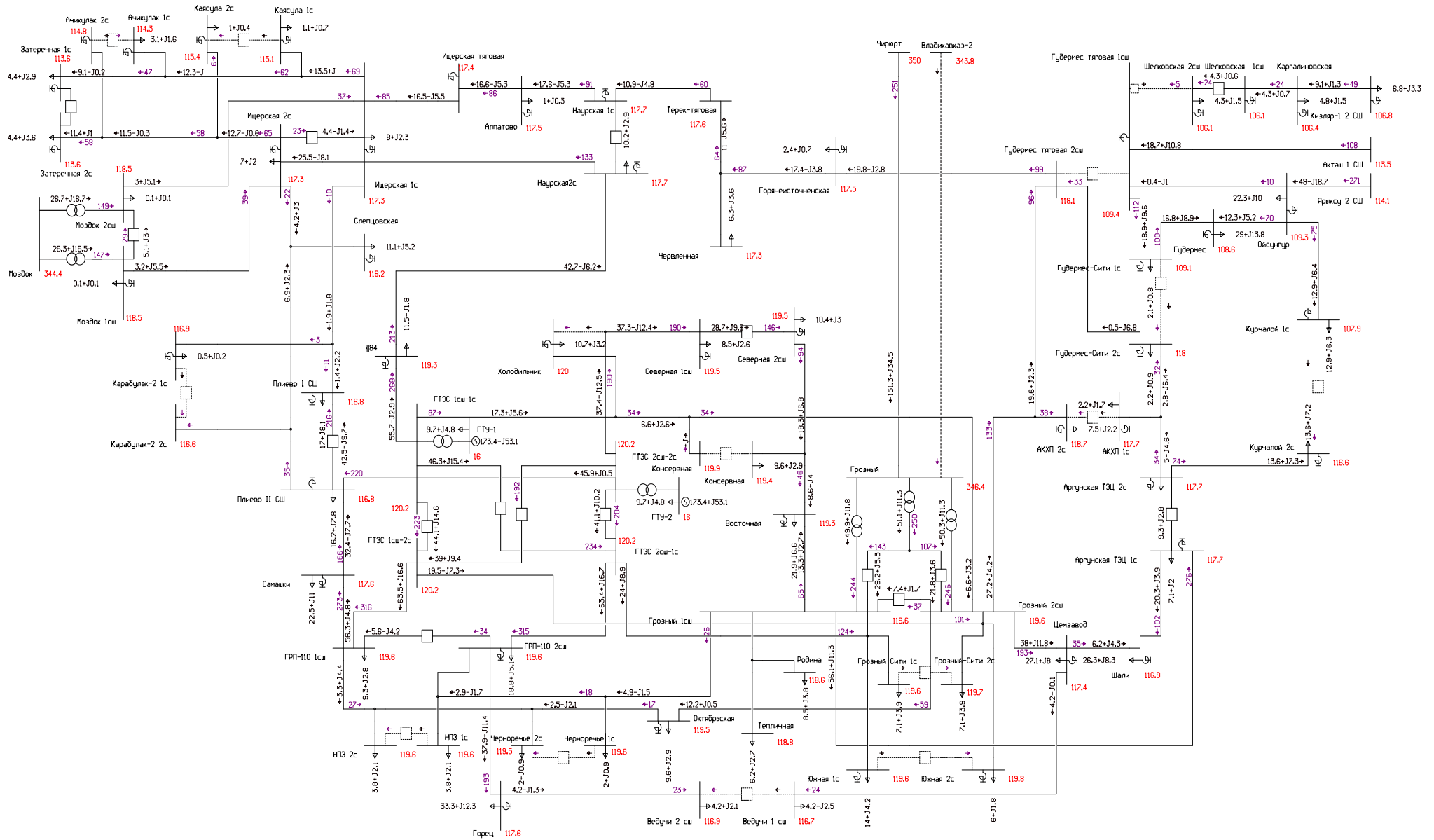


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-2 Режим: Ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

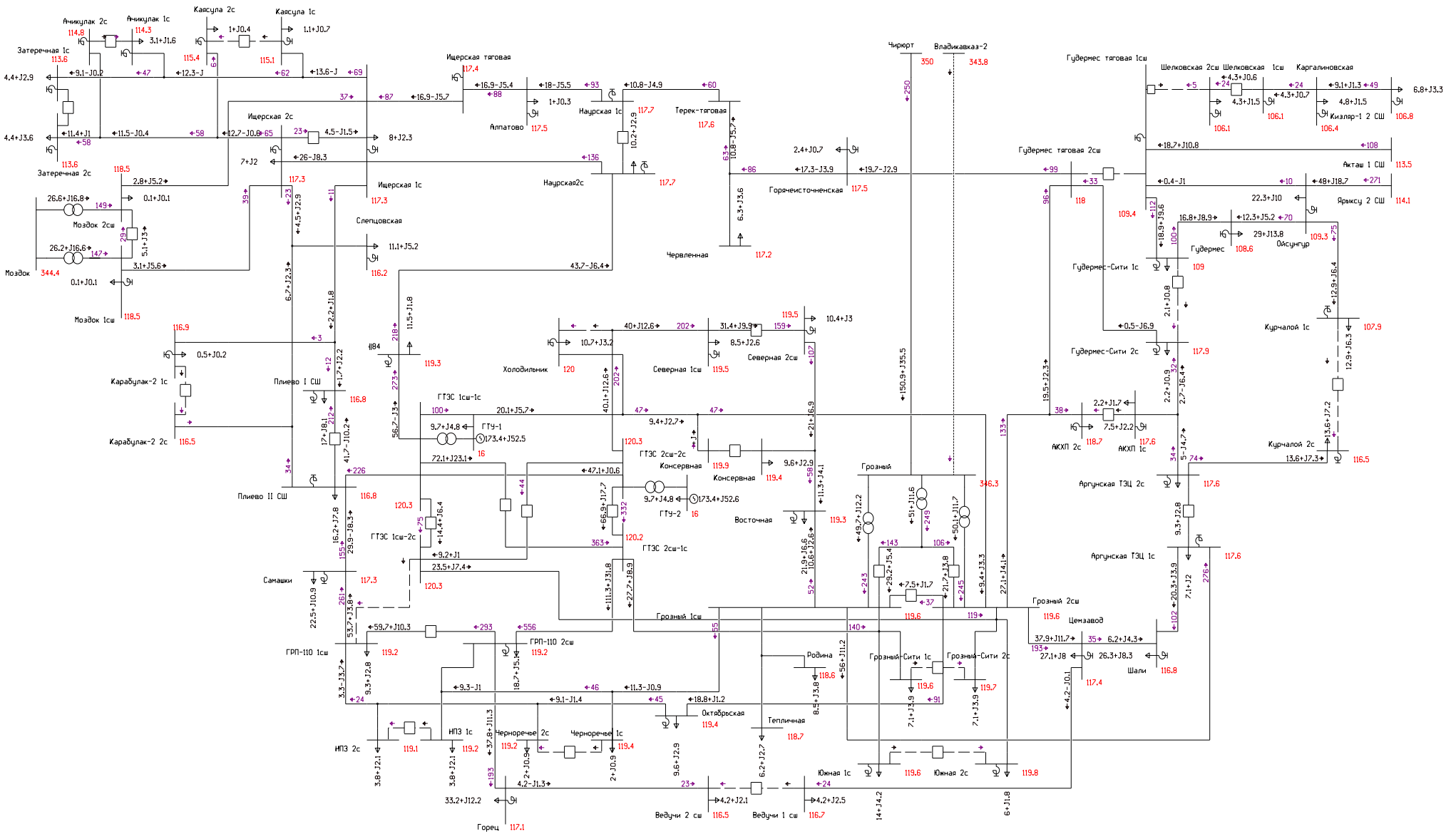


Рисунок № РВ-ЗМ-2023-4 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

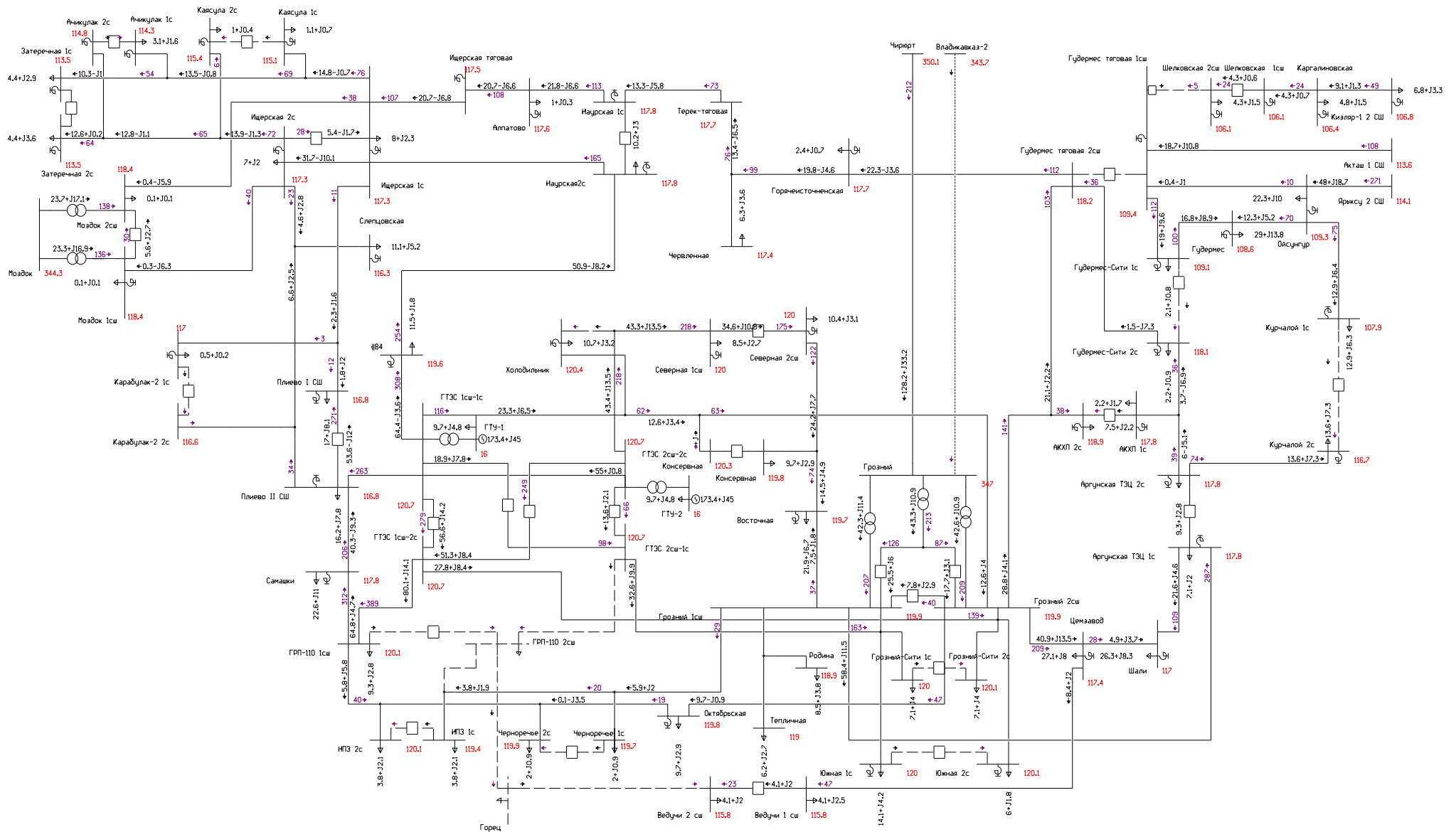


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-5 Режим: Послеаварийный отключение 2 ш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

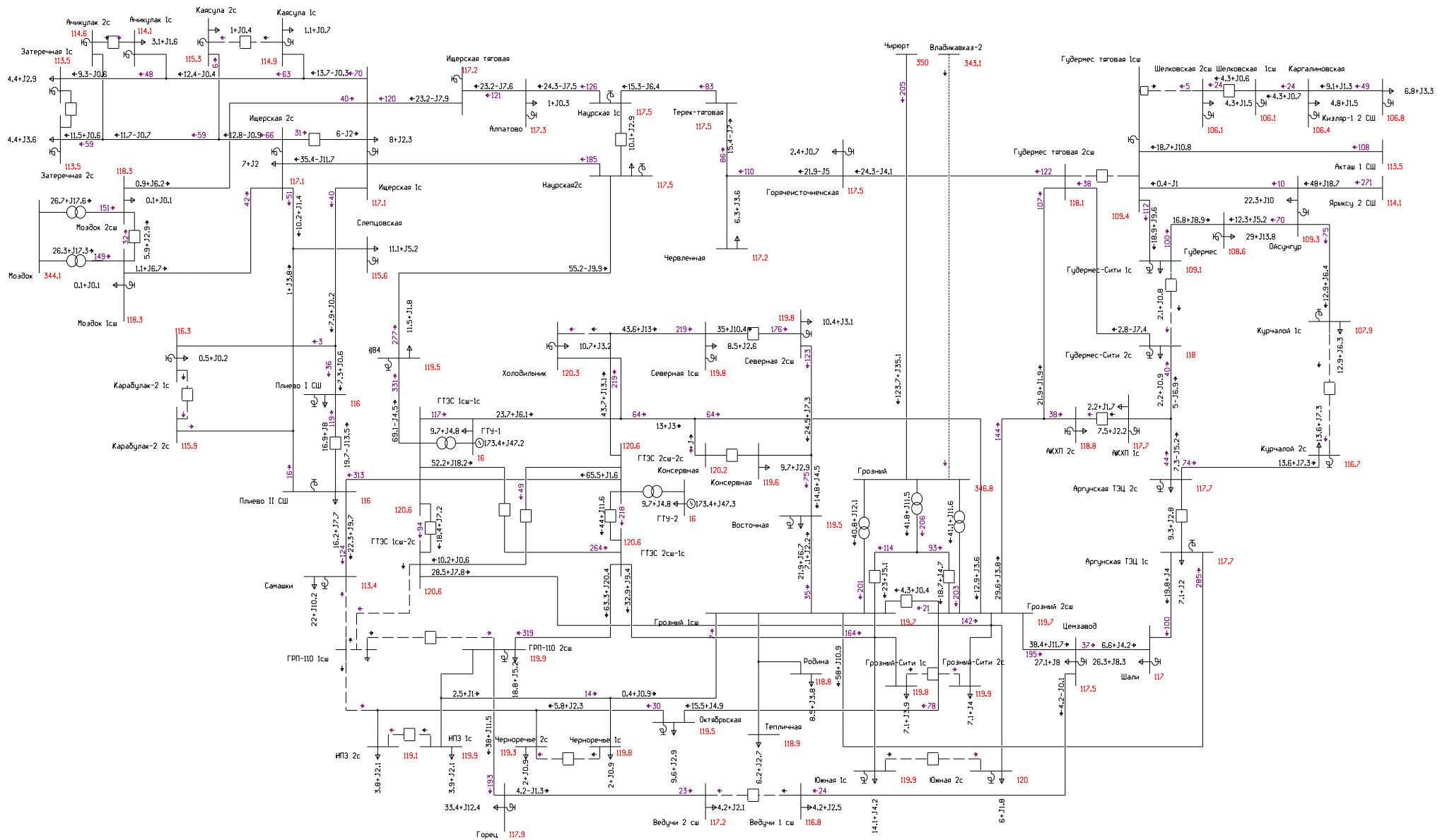


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-6 Режим: Послеаварийный отключение 1 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110 в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный

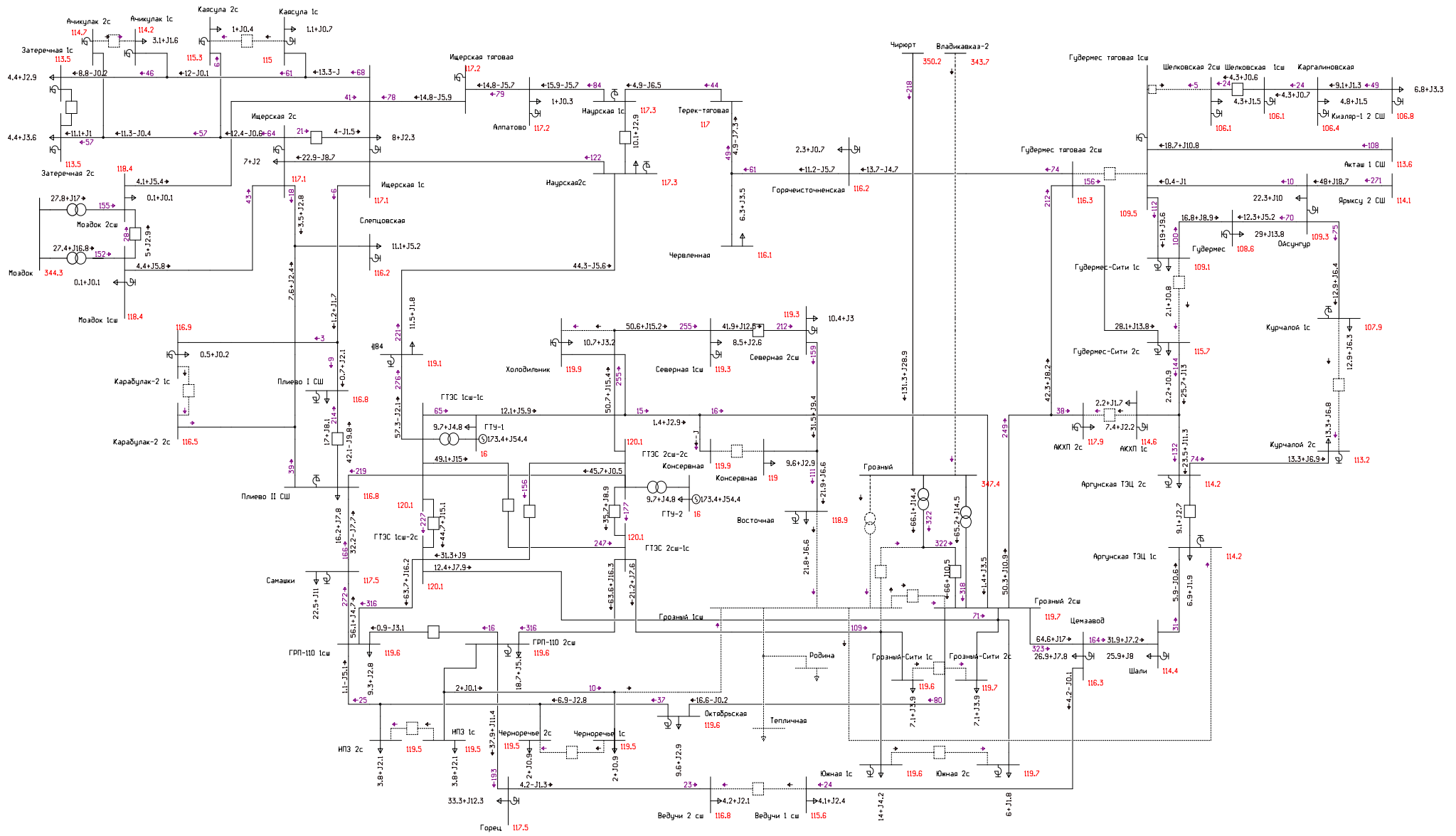


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-7 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

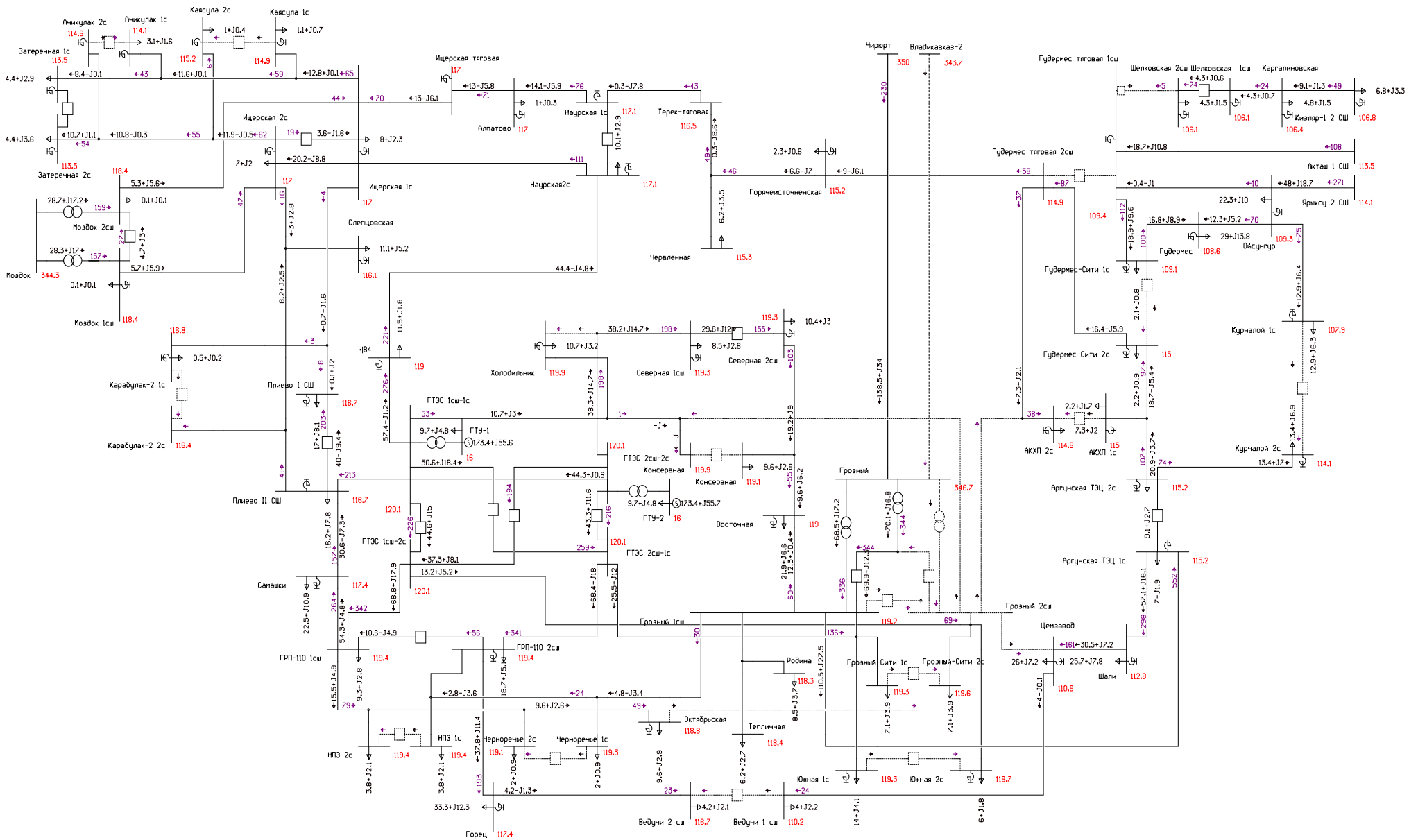


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-8 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

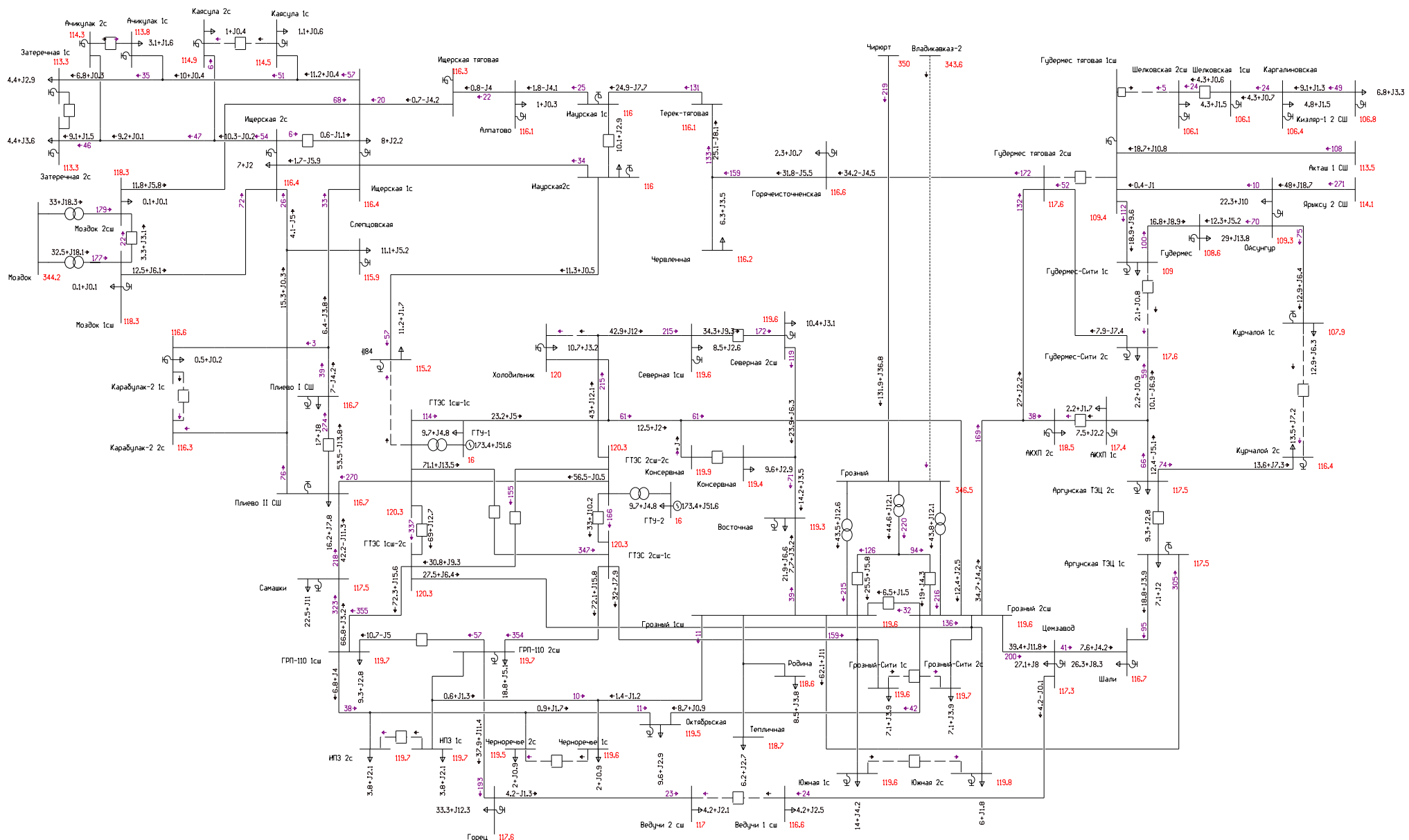


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-9 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-№84

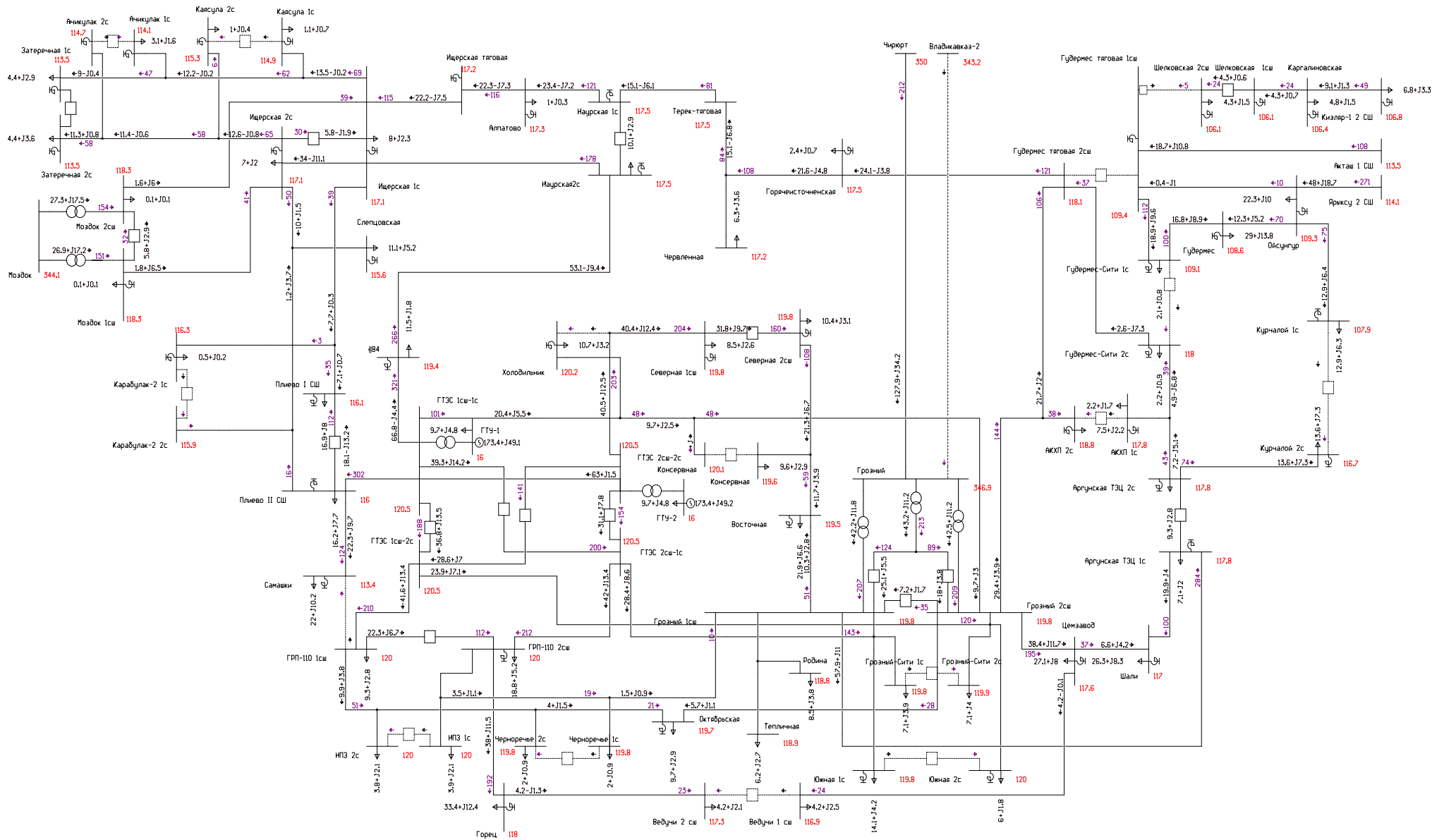


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-10 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 - Грозный в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Самашки-ГРП-110(Л-103)

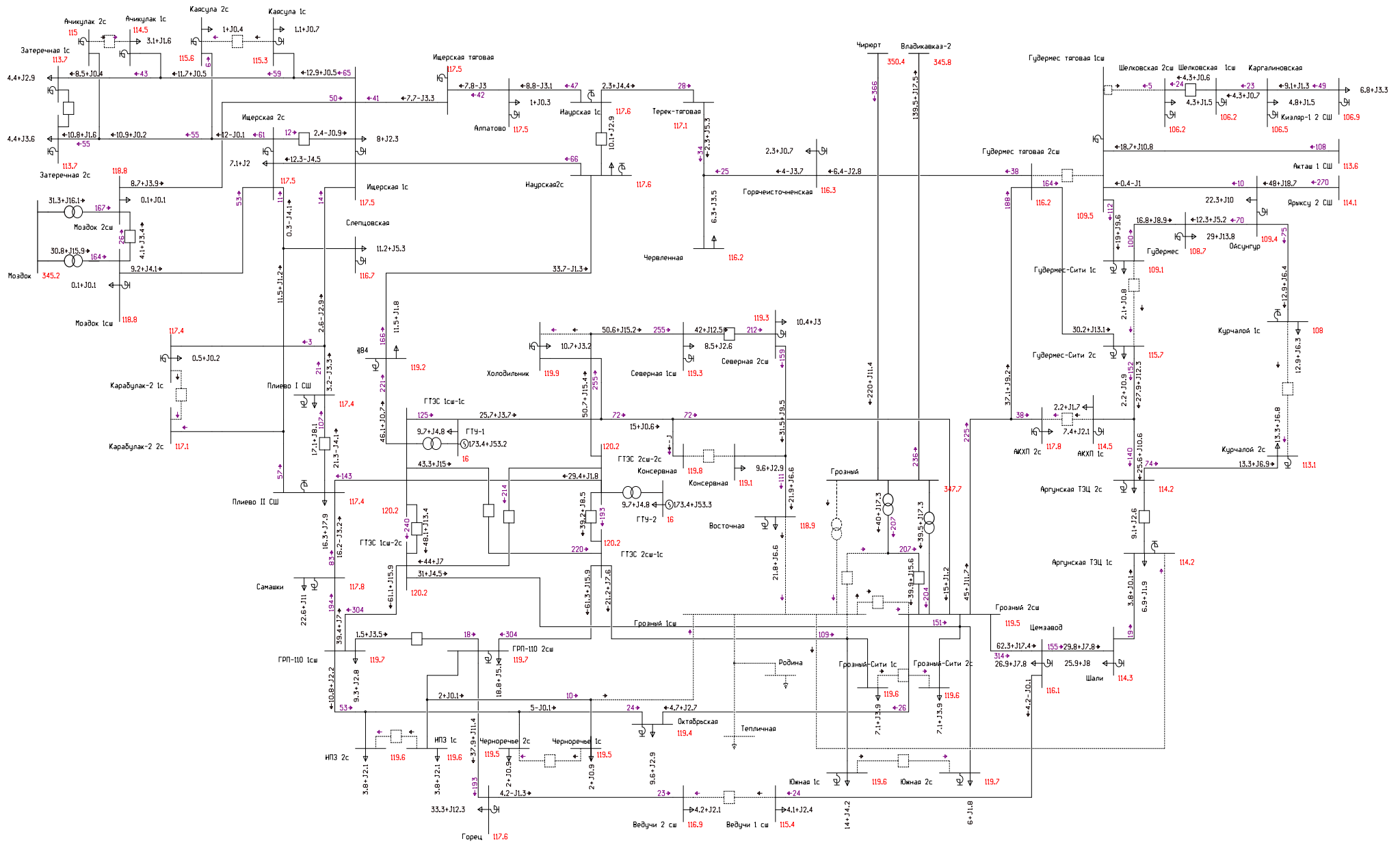


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-11 Режим: Ремонт 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный

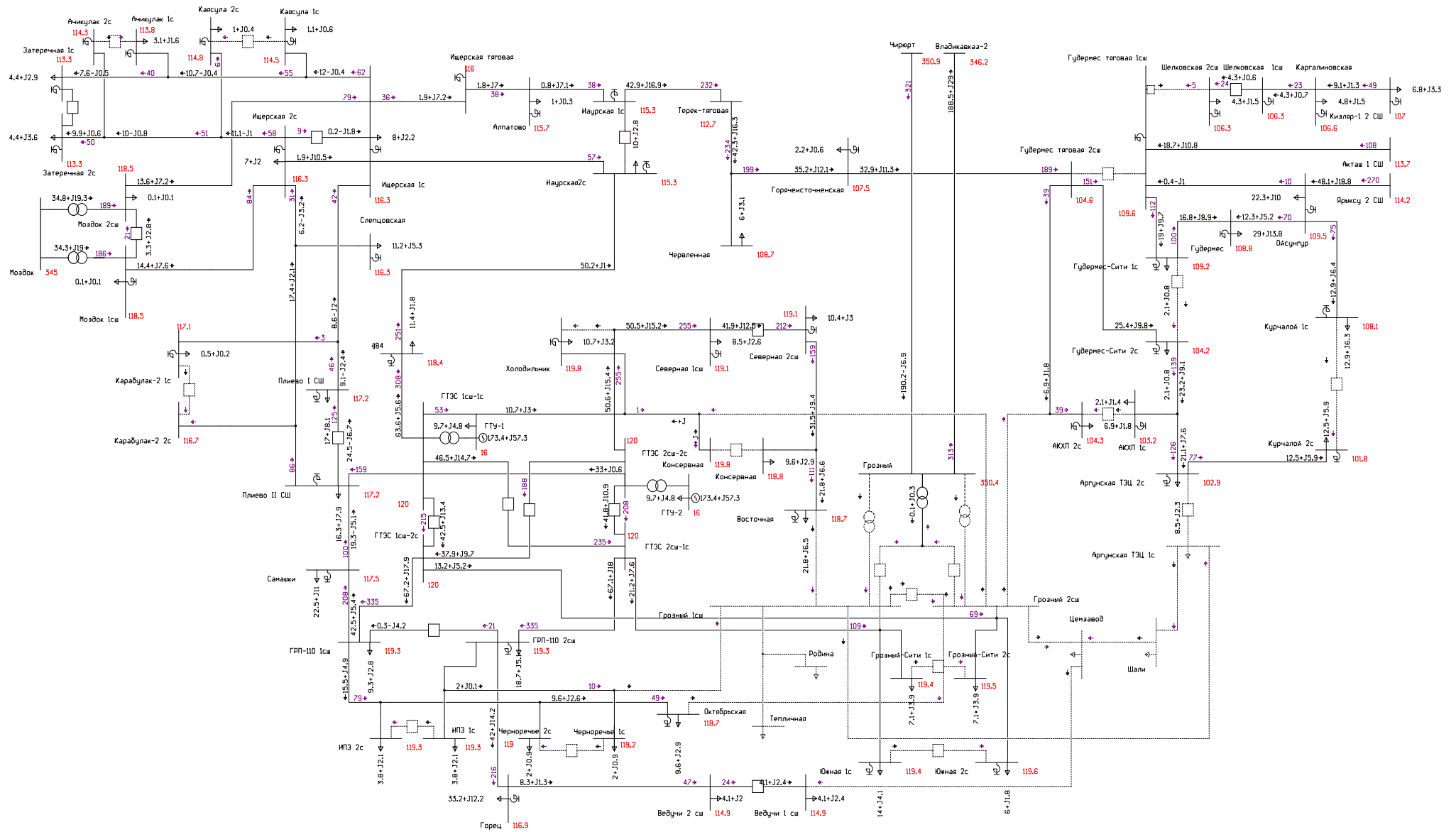


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-12 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный в схеме ремонта 1 сш 110 кВ ПС 330 кВ Грозный с отключенным СВ-1-110 на Аргунской ТЭЦ

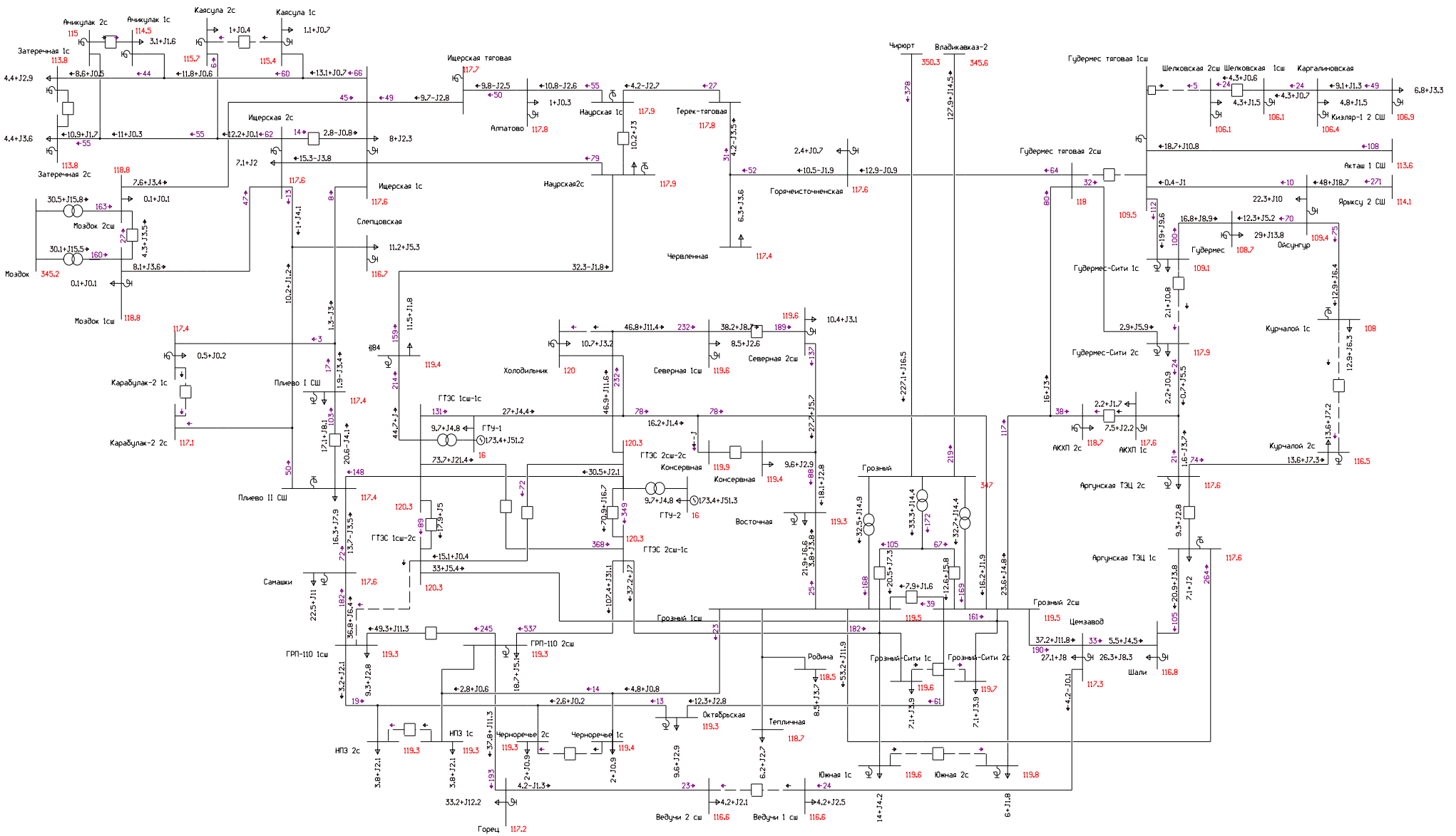


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-14 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 1ц

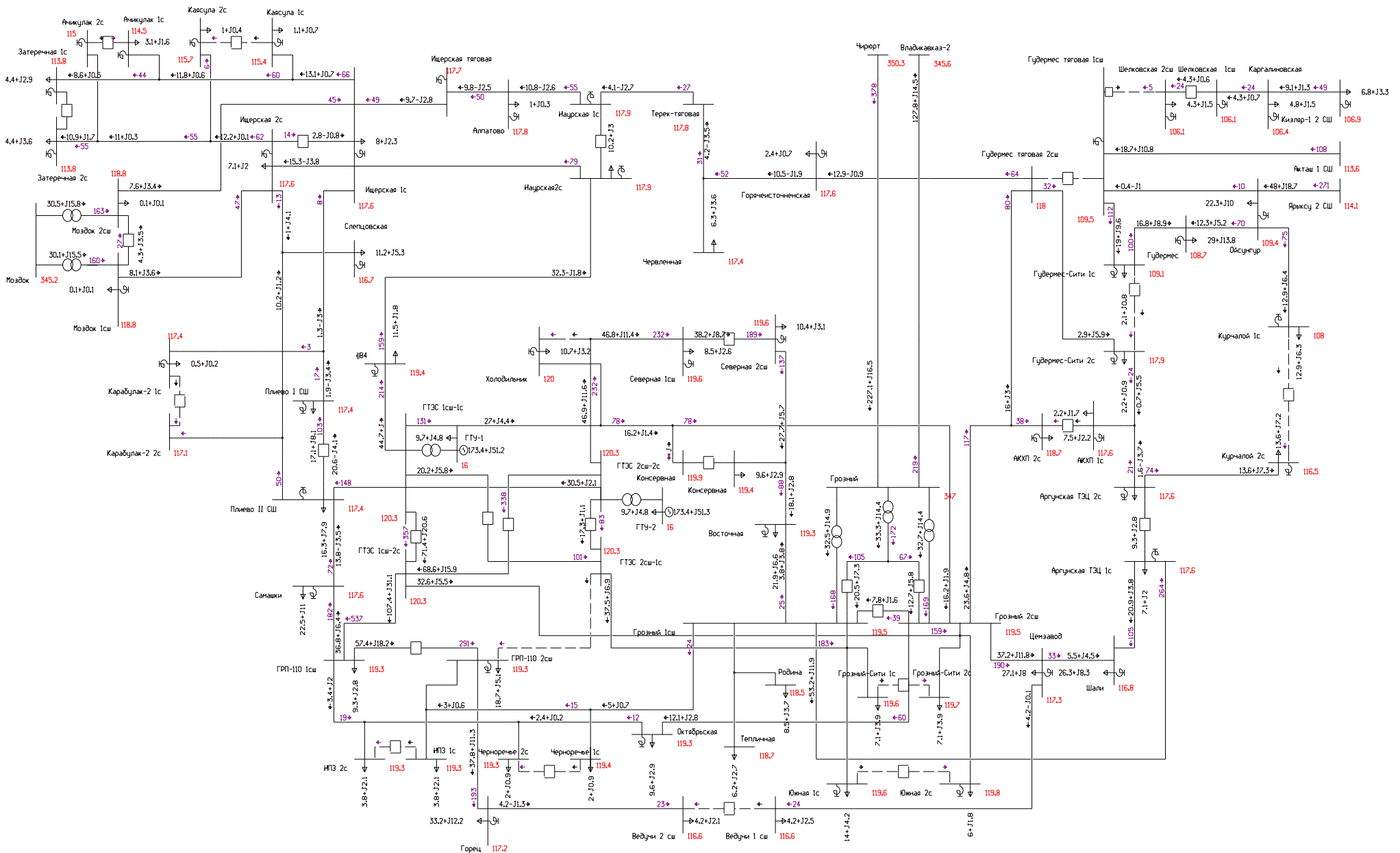


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-15 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-ГРП-110 2с

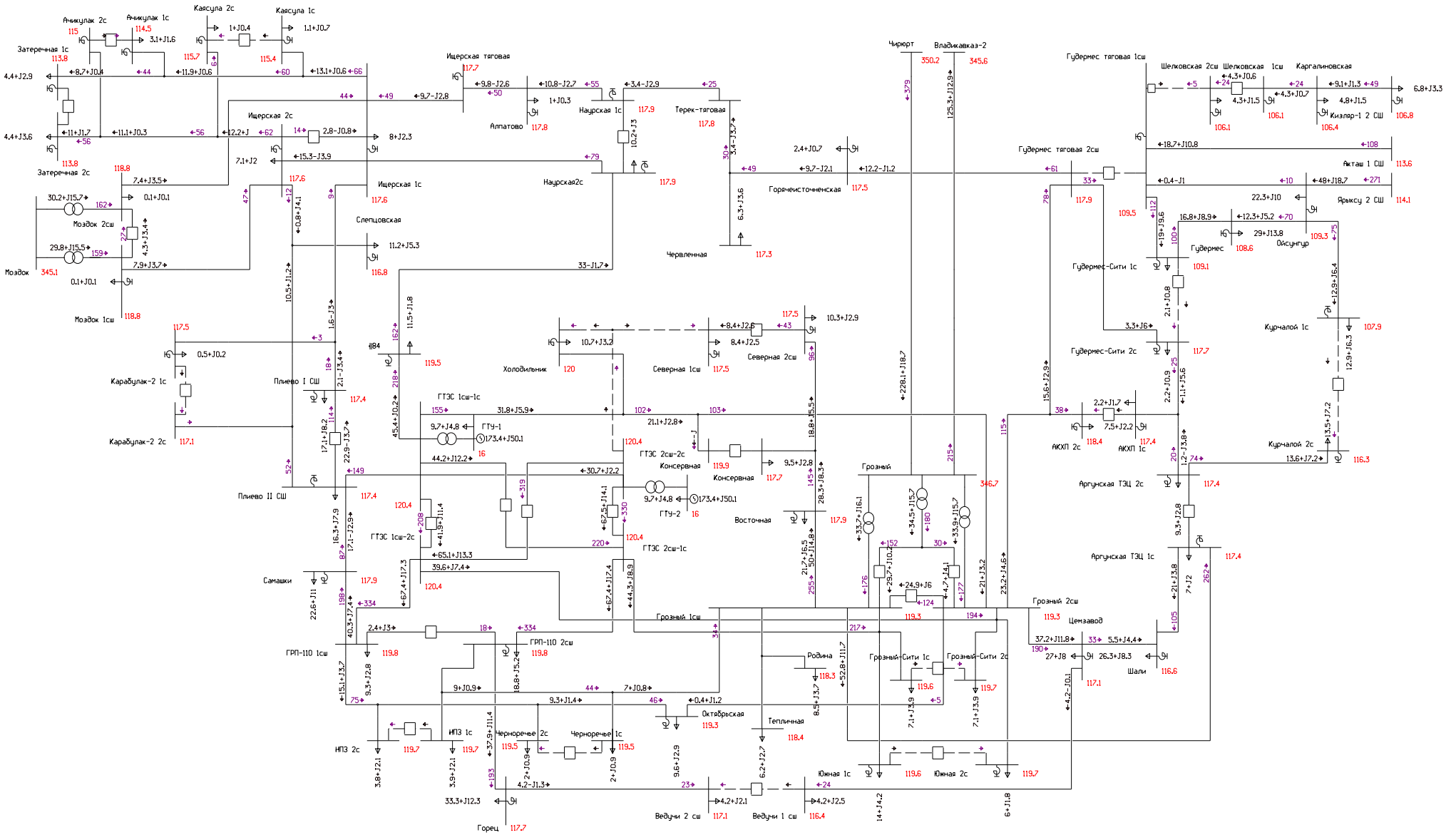


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

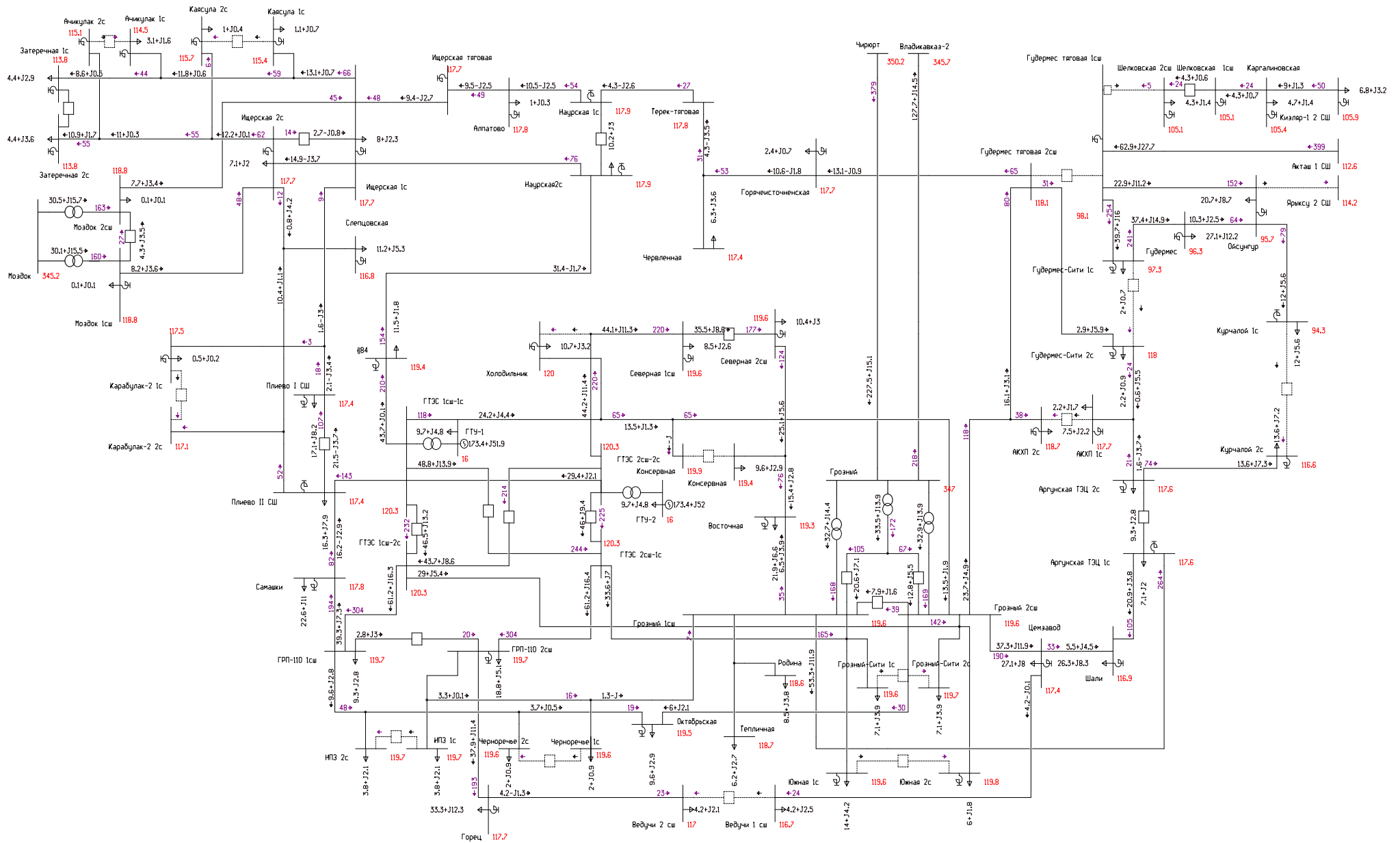


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-18 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыкеу - Ойсунгур(Л-128)

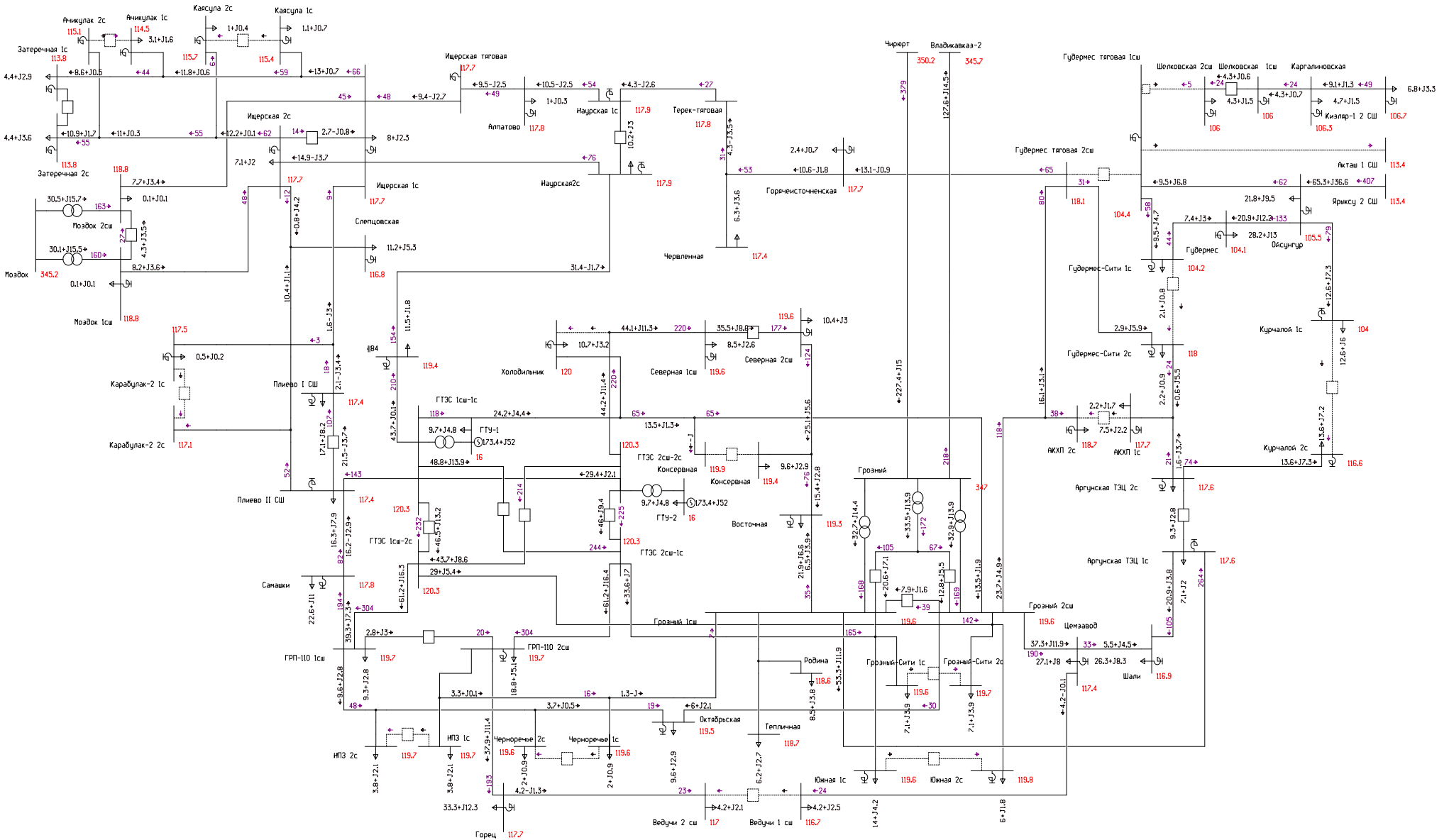


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-19 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

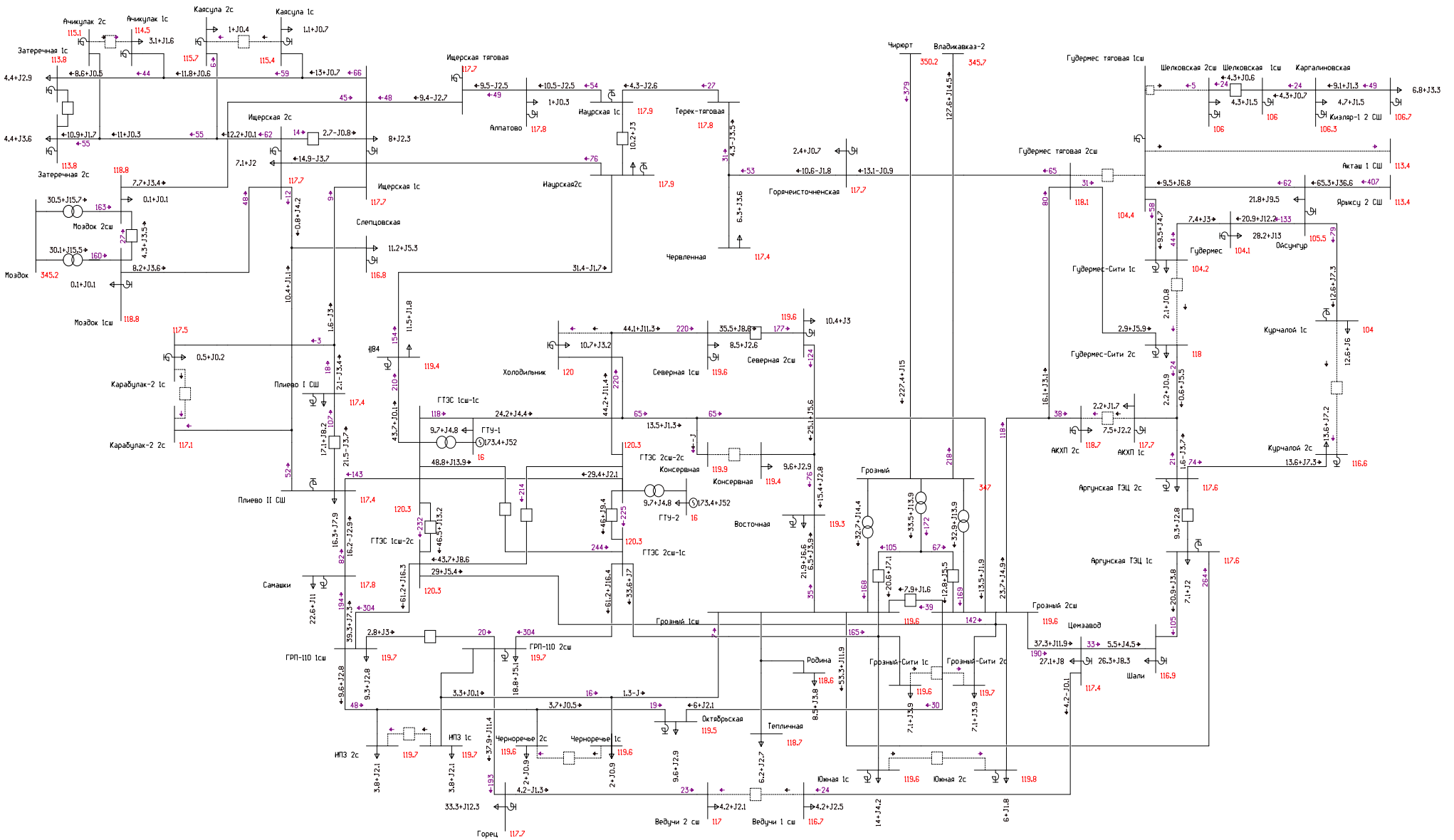


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-19.1 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149)

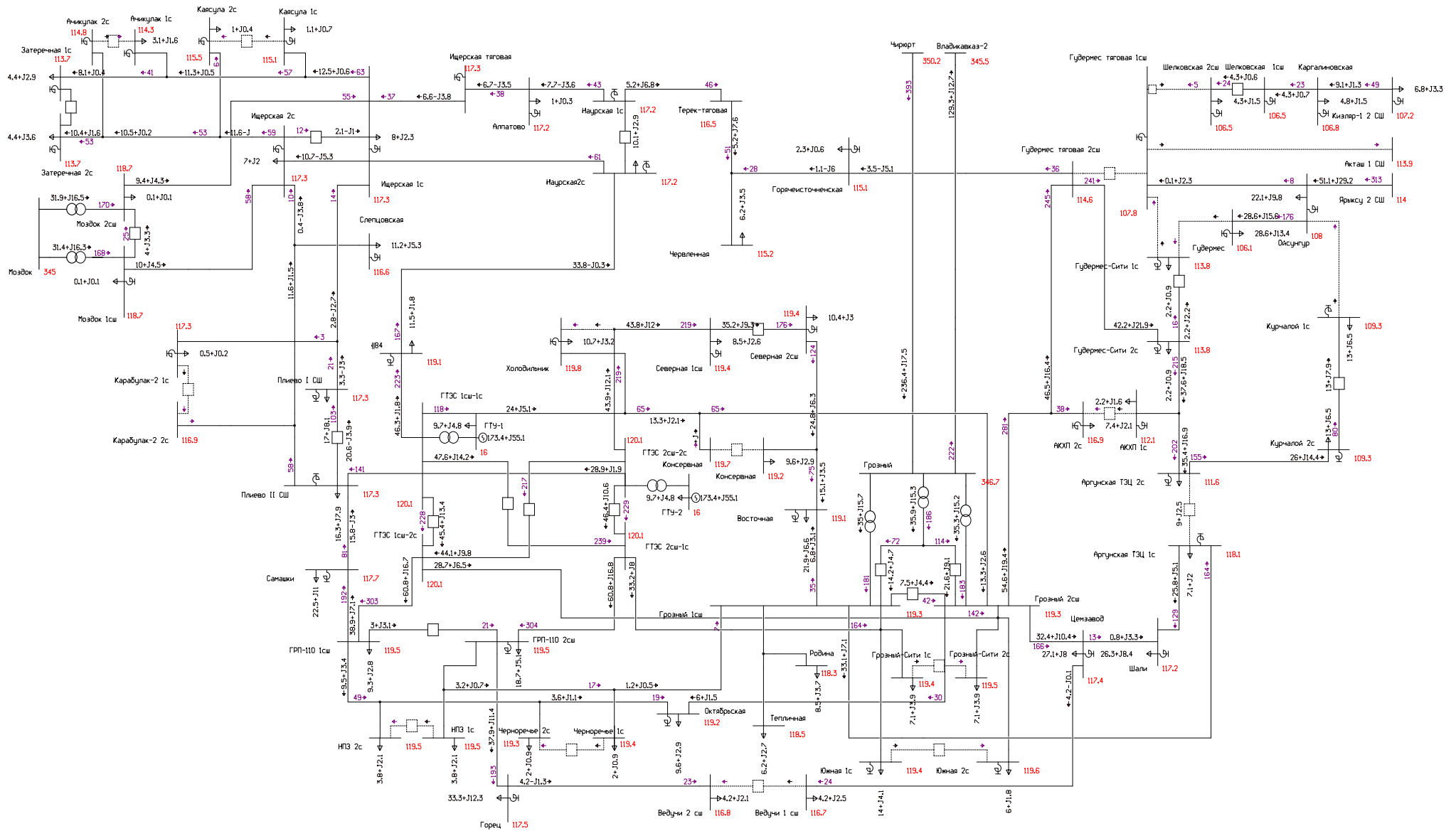


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-19.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключение В-Курчалой на ПС 110 кВ Ойсунгур, на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая и В-Гудермес, на ПС 110 кВ Курчалой включением ШСВ-110, на Аргунской ТЭЦ отключением СВ-1-110

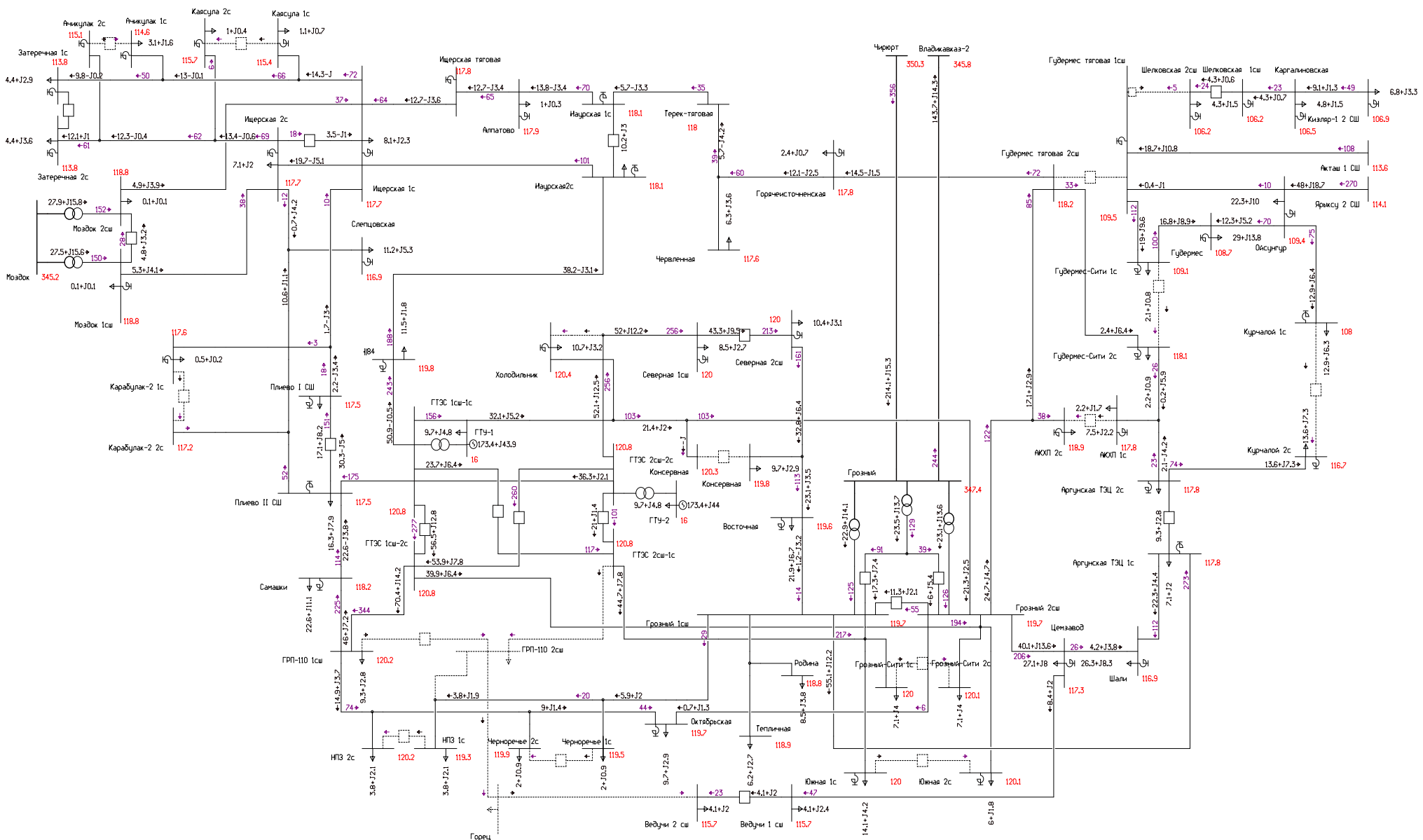


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-23 Режим: Послеаварийный отключение 2 сш 110 кВ ПС 110 кВ ГРП-110

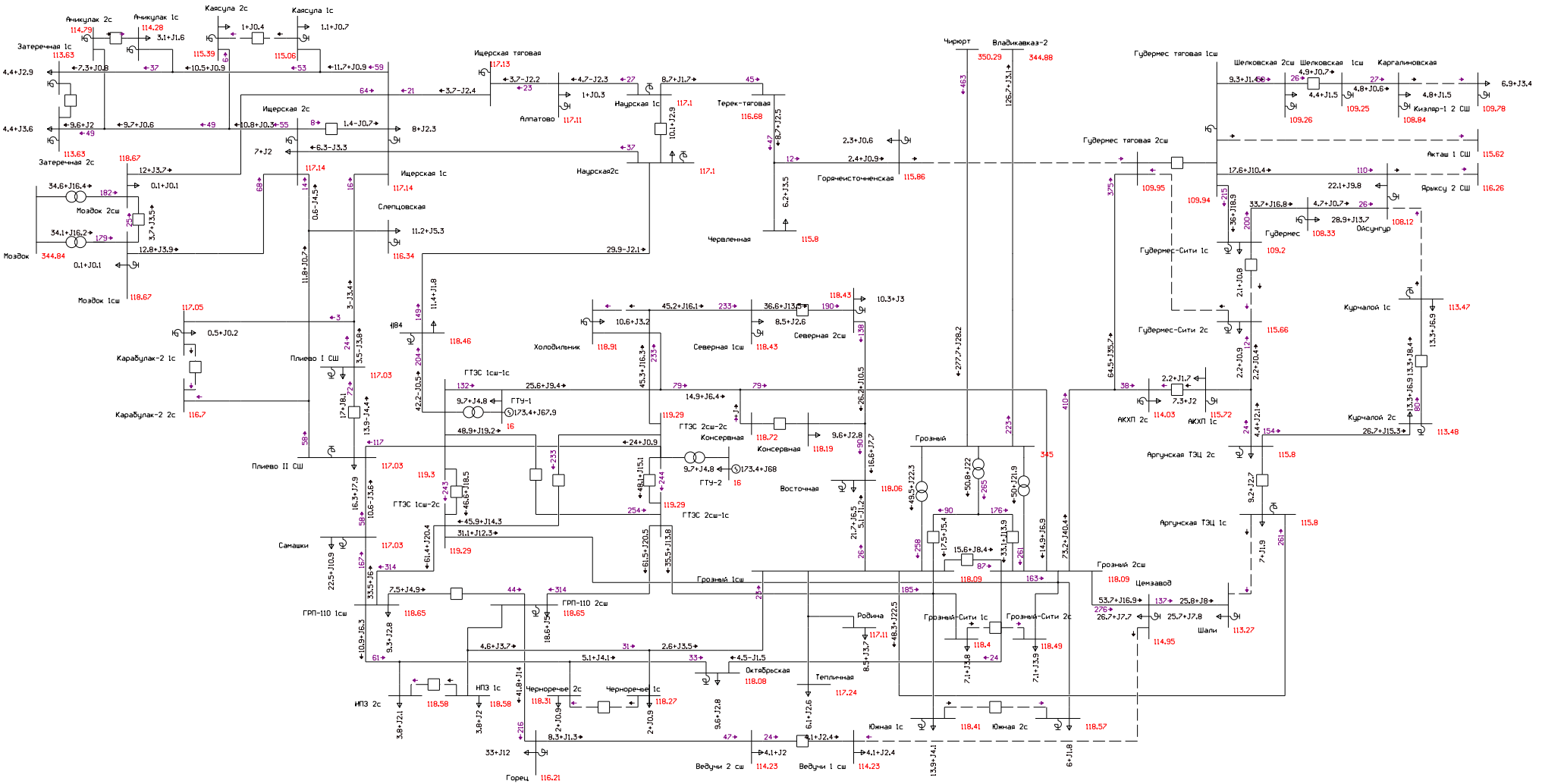


Рисунок № РВ-ЛМ -2023-24 Режим: 0-й переток по сети 110 кВ из Дагестанской энергосистемы в Чеченскую энергосистему (на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен В-177, В-142, включен В-146, ШСВ-110, на ПС 110 кВ Ойсунгур отключен В-Курчалой, на Аргунской ТЭЦ отключен В-162, на ПС 110 кВ Цемзавод отключен В-Ведучи, на ПС 110 кВ Ярыксу отключен В-128, на ПС 110 кВ Акташ отключен В-149, на ПС 110 кВ Кизляр-1 отключен В-148, на ПС 110 кВ Ведучи включен СВ-110, на ПС 110 кВ Курчалой включен СВ-110)

Приложение РВ-ЛМ-2023-Таблицы**1.5.1.1. Результаты расчетов электроэнергетических режимов работы Чеченской энергосистемы в период прохождения летнего максимума нагрузки 2023 года.****РВ-ЛМ -2023-1 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	703/848	33	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	172
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	264
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	44	220
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	37	189
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	44	210

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ-2023-2 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	703/848	50	244
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	50	246
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	51	250
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	56	276
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	56	268
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	64	315
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	63	315
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	56	273

ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	38	192
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	37	190
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	43	212

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,2 кВ.

РВ-ЛМ-2023-3 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 35С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	56	288
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	47	238
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	58	305
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	58	303
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	35	184
ВЛ 110 кВ Северная – Восточная с отпайкой на ПС Консервная (Л-112)	448/538	37	193

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 118,5 кВ.

РВ-ЛМ -2023-4 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	703/848	50	243
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	50	245
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	51	249
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	111	556
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	56	276
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	57	273

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	40	202
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	38	192
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	54	260
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	44	217

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-5 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	703/848	42	207
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	43	209
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	43	213
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	58	287
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	64	308
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	80	389
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	65	312
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	51	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	43	218
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	41	208
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	проект	55	263
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	40	204

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,7 кВ.

РВ-ЛМ -2023-6 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	703/848	41	201

АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	41	203
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	42	206
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	58	284
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	69	331
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	55	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	проект	65	314
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	44	219
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	63	318
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	38	194
ВЛ 110 кВ Ищерская – Наурская (Л-130)	396/475	35	184

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,6 кВ.

РВ-ЛМ -2023-7 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-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	65	318
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	66	322
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	65	322
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	51	255
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	396/475	50	248
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	57	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	64	316
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	64	315
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	56	272
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	334/401	32	165

ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	44	220
--------------------------------------	---------	----	-----

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,1 кВ.

РВ-ЛМ -2023-8 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	703/848	68	336
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	70	344
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	111	551
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	57	297
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	57	276
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	69	342
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	68	340
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	38	198
ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	54	264
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	44	220
ВЛ 110 кВ Шали – Цемзавод (Л-160)	334/401	31	160

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,1 кВ.

РВ-ЛМ -2023-9 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	703/848	44	215
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	44	216
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	45	220
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	62	304
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272

ВЛ 110 кВ Самашки – ГРП-110 (Л-103)	448/500	67	322
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	72	355
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	72	354
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	43	215
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	39	198
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	проект	56	271
ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102)	448/538	42	216

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-10 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	703/848	42	207
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	43	209
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	43	213
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	58	284
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	67	321
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	53	265
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево	проект	63	302
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	40	203

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,5 кВ.

РВ-ЛМ -2023-11 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-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	39	204
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	40	207

ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	62	313
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	51	255
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	396/475	45	224
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	61	303
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	46	221
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	334/401	30	164
ВЛ 110 кВ Шали – Цементзавод (Л-160)	334/401	30	155
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	334/401	28	154

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,2 кВ.

РВ-ЛМ -2023-12 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)
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	64	307
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	51	255
ВЛ 110 кВ Терек-Тяговая – Горячеисточнинская с отпайкой на ПС Червленая (Л-175)	396/475	42	232
ВЛ 110 кВ Наурская – Терек-Тяговая (Л-174)	396/475	43	231
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	50	252
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	334
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	335

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 101,8 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120 кВ.

РВ-ЛМ -2023-13 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	703/848	44	229
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	45	235
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	104	522
ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162)	334/401	57	297
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	51	254
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	66	330
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	66	329
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	46	223
ВЛ 110 кВ Шали – Цементзавод (Л-160)	334/401	30	160

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,1 кВ.

РВ-ЛМ -2023-14 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	703/848	32	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	172
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	107	536
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	263
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	47	232
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	37	189
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	45	214

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-15 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	703/848	32	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	172
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	107	537
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	263
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	47	232
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	37	189
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	45	214

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-16 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	703/848	26	141
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	26	142
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	27	144
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	58	284
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	49	243
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	68	333
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	68	333
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	38	194

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,4 кВ.

РВ-ЛМ -2023-17 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС-Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)

Присоединение	Длительно/аварийно-	Фактическая	Фактическая
---------------	---------------------	-------------	-------------

	допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	загрузка Р (МВт)	загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	34	176
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	34	177
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	34	180
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	262
ВЛ 110 кВ Грозный – Восточная (Л-111)	448/538	50	256
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	67	334
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	333
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	45	218
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	37	189

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,4кВ.

РВ-ЛМ -2023-18 Режим: Послеаварийный отключение ВЛ 110 кВ Ярыксу - Ойсунгур(Л-128)

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая загрузка Р (МВт)	Фактическая загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	33	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	172
ВЛ 110 кВ Акташ-Гудермес Тяговая(Л-149)	448/538	63	404
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	264
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая I ц.	334/401	40	254
ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Сити	334/401	37	242
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	44	220
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	37	189
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	44	210

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 94,3 кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3кВ.

РВ-ЛМ -2023-19 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	703/848	33	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	172
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	65	409
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	264
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	44	220
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	37	189
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	44	210

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 104кВ.
 Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-19.1 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	703/848	33	168
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	169
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	172
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	65	409
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	264
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	44	220
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	61	304
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	37	189

ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	44	210
-------------------------------------	---------	----	-----

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Курчалой 104кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-19.2 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Акташ - Гудермес Тяговая(Л-149) с отключение В-Курчалой на ПС 110 кВ Ойсунгур, на ПС 110 кВ Гудермес Сити включением ШСВ и отключением В-Гудермес Тяговая и В-Гудермес, на ПС 110 кВ Курчалой включением ШСВ-110, на Аргунской ТЭЦ отключением СВ-1-110

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	35	181
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	35	183
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	36	186
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	51	315
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 2 ц.	334/401	42	241
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	396/475	55	280
ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Аргунская ТЭЦ с отпайкой на ПС АКХП	334/401	38	216
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	44	219
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	61	303
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	61	303
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	46	222

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Гудермес 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,1 кВ.

РВ-ЛМ -2023-20 Режим: Ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная 2 ц.

Присоединение	Длительно/аварийно-допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	Фактическая нагрузка Р (МВт)	Фактическая нагрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	33	172
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	33	173
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	34	176

ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	53	263
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	48	238
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	65	320
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	64	318
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	37	189
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	45	214

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,3 кВ.

РВ-ЛМ -2023-21 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	703/848	27	145
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	28	146
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	28	149
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	54	266
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	47	233
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	67	328
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	66	328
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	48	231
ВЛ 110 кВ Грозный – Цемзавод (Л-161)	391/469	37	189

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,4 кВ.

РВ-ЛМ -2023-22 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	703/848	24	130
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	24	131

АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	24	133
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	54	267
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	51	253
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь	проект	69	343
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	52	247
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	37	190
ВЛ 110 кВ Наурская – ПС № 84 (Л-185)	396/475	39	192

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,1 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,6 кВ.

РВ-ЛМ -2023-23 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	703/848	23	125
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	23	126
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	23	129
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	55	272
ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур(Л-128)	334/401	48	272
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник(Л-109)	391/469	52	256
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь	проект	70	343
ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС № 84	448/538	51	243
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	40	204

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 106,2 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 120,8 кВ.

РВ-ЛМ -2023-24 Режим: 0-й переток по сети 110 кВ из Дагестанской энергосистемы в Чеченскую энергосистему (на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая отключен В-177, В-142, включен В-146, ШСВ-110, на ПС 110 кВ Ойсунгур отключен В-Курчалой, на Аргунской ТЭЦ отключен В-162, на ПС 110 кВ Цементзавод отключен В-Ведучи, на ПС 110 кВ Ярыксу отключен В-128, на ПС 110 кВ Акташ отключен В-149, на ПС 110 кВ Кизляр-1 отключен В-148, на ПС 110 кВ Ведучи включен СВ-110, на ПС 110 кВ Курчалой включен СВ-110)

Присоединение	Длительно/аварийно-	Фактическая	Фактическая
---------------	---------------------	-------------	-------------

	допустимая токовая нагрузка (А), при 35 С	загрузка Р (МВт)	загрузка I (А)
АТ-1 ПС 330 кВ Грозный	703/848	50	258
АТ-2 ПС 330 кВ Грозный	543/848	50	261
АТ-3 ПС 330 кВ Грозный	543/848	51	265
ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125)	334/401	261	48
ВЛ 110 кВ Грозный – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-141)	396/475	73	410
ВЛ 110 кВ Грозный – Цементзавод (Л-161)	391/469	54	276
ШСВ ПС 110 кВ Гудермес Тяговая	479/576	63	375

Напряжение на сш 110 кВ:

Минимальное - ПС 110 кВ Шелковская 108 кВ.

Максимальное - Грозненская ТЭС 119 кВ.

Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2019 год. Базовый вариант развития.

Рисунок РВ-2019

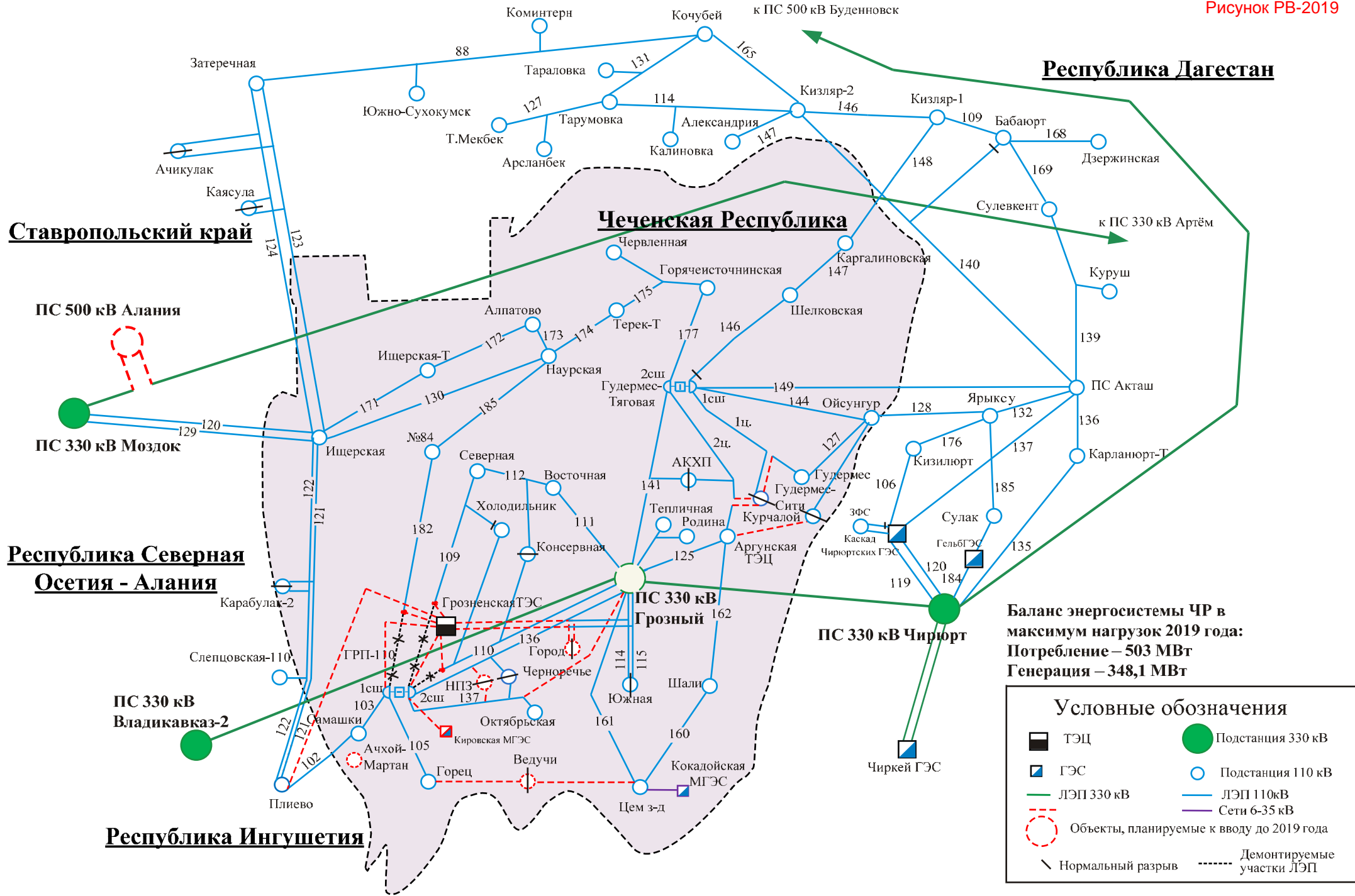


Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2020 год. Базовый вариант развития.

Рисунок РВ-2020

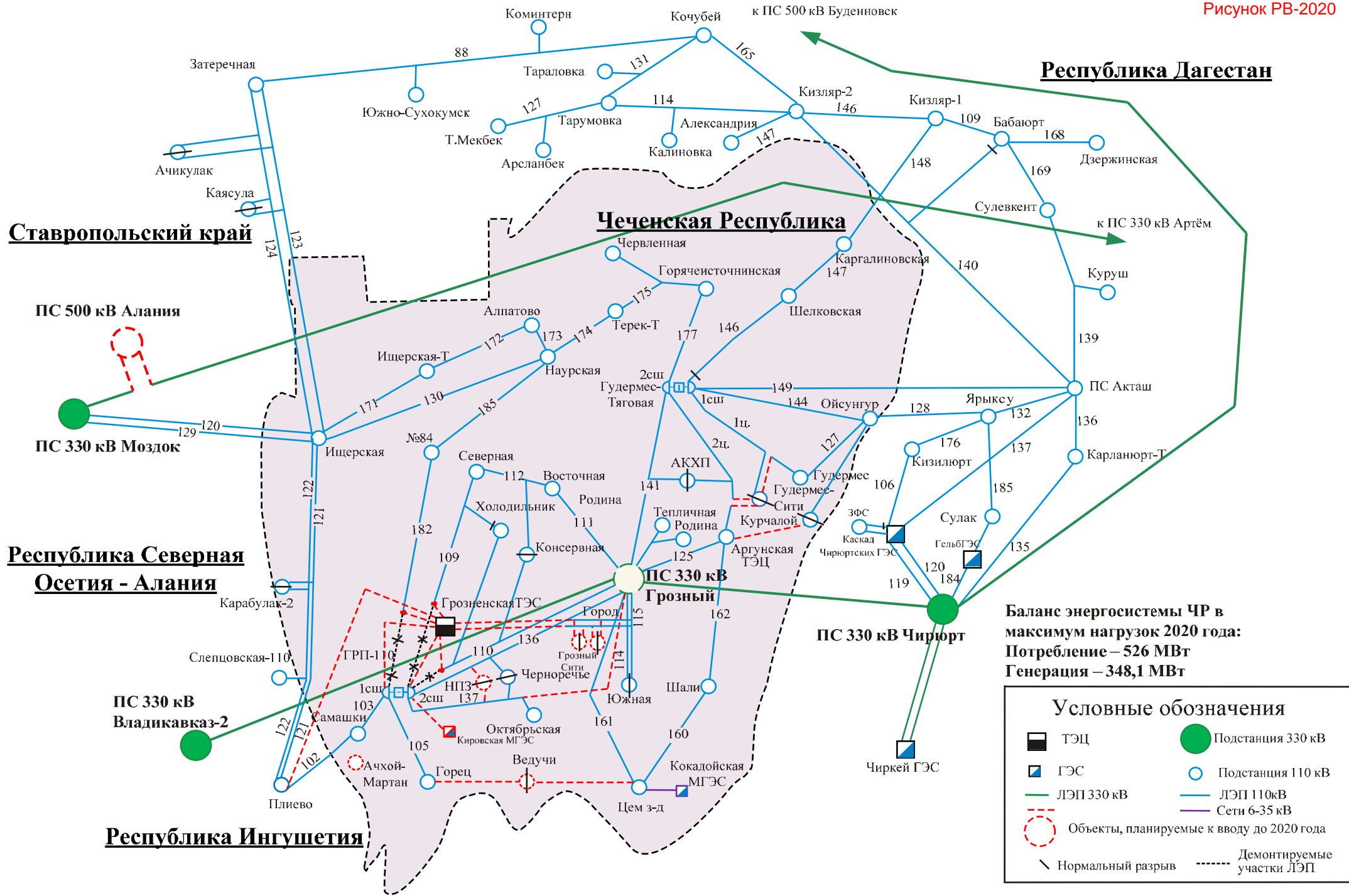


Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2021 год. Базовый вариант развития.

Рисунок РВ-2021

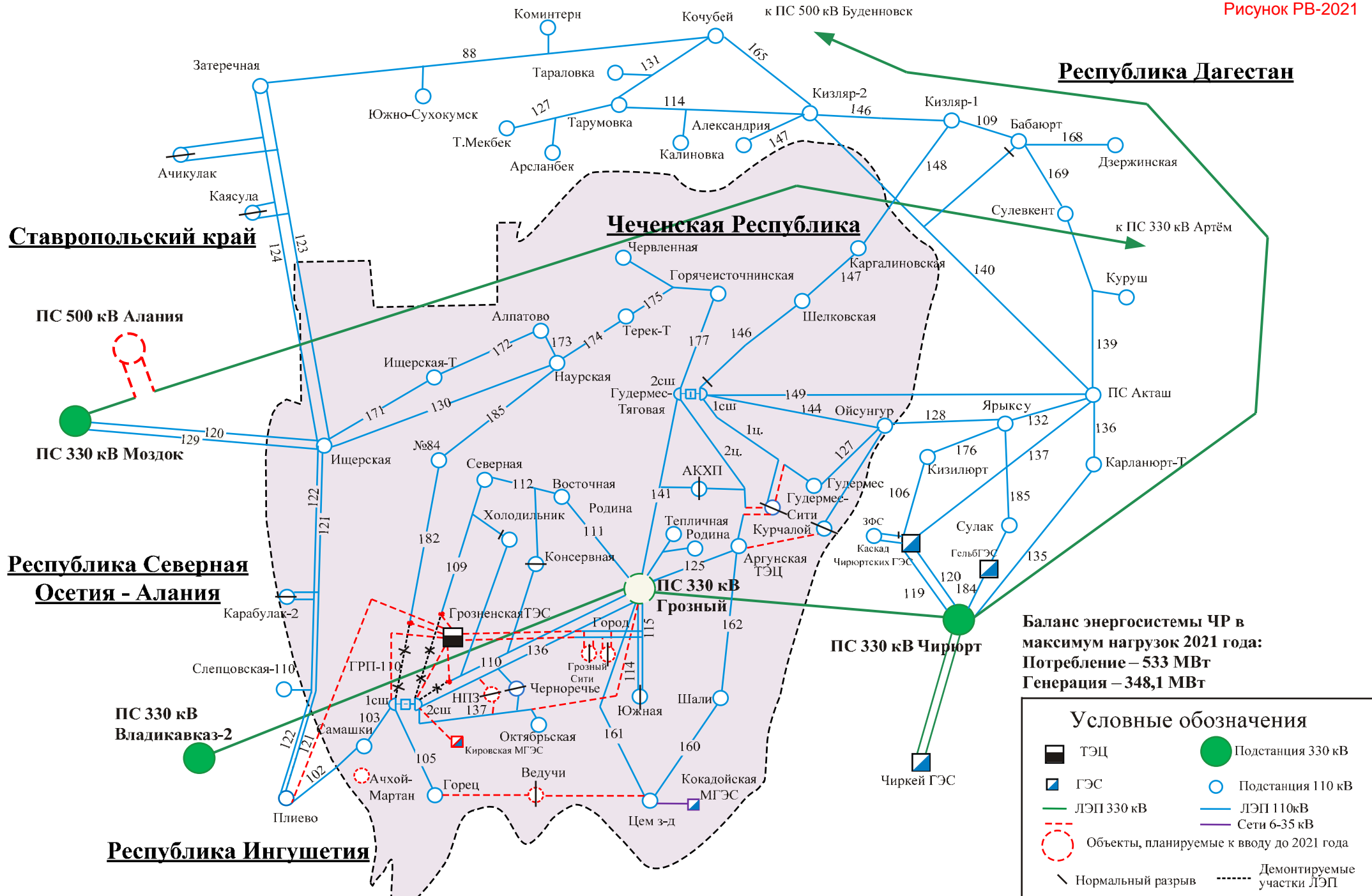


Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2022 год. Базовый вариант развития.

Рисунок РВ-2022

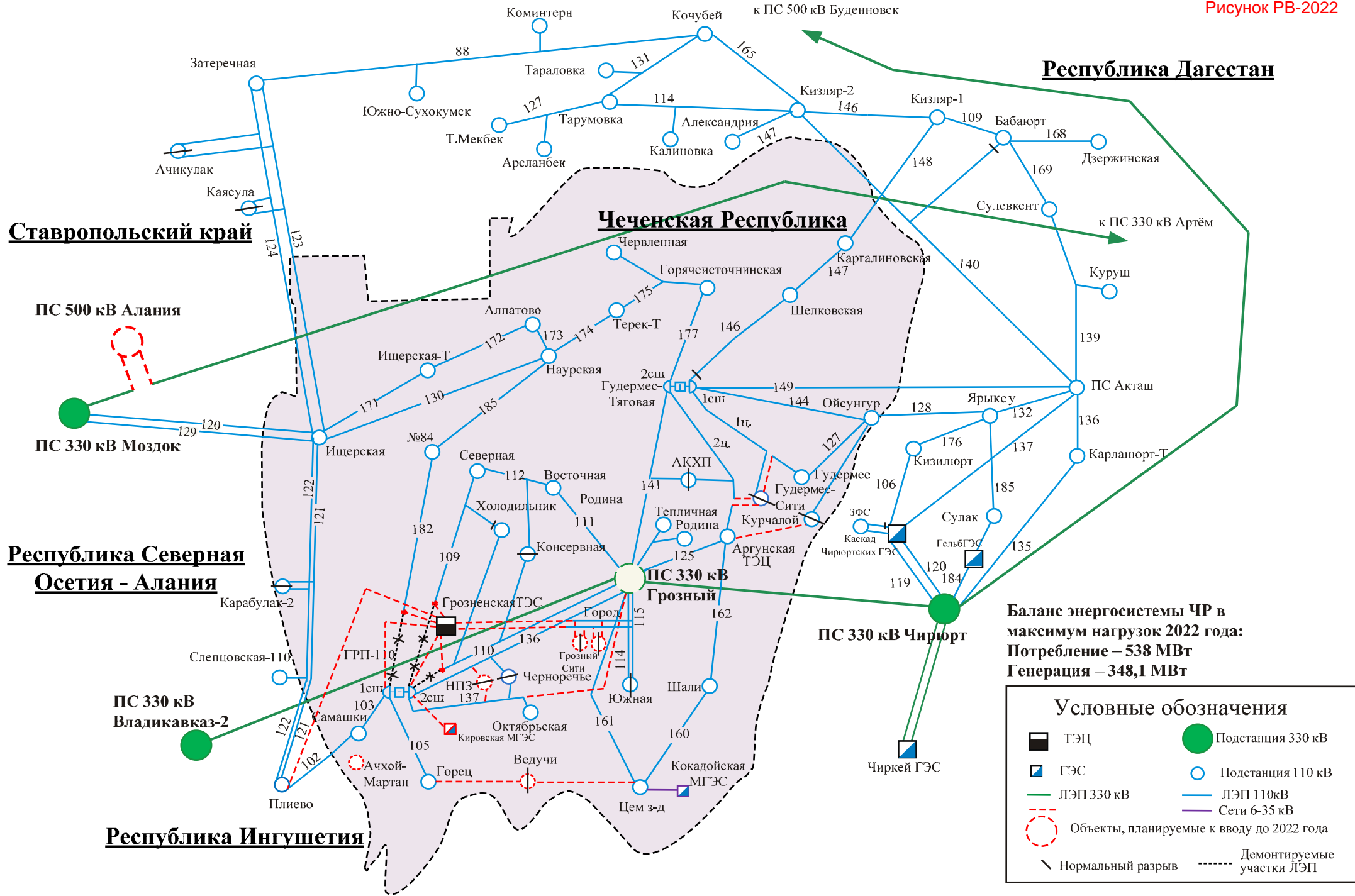
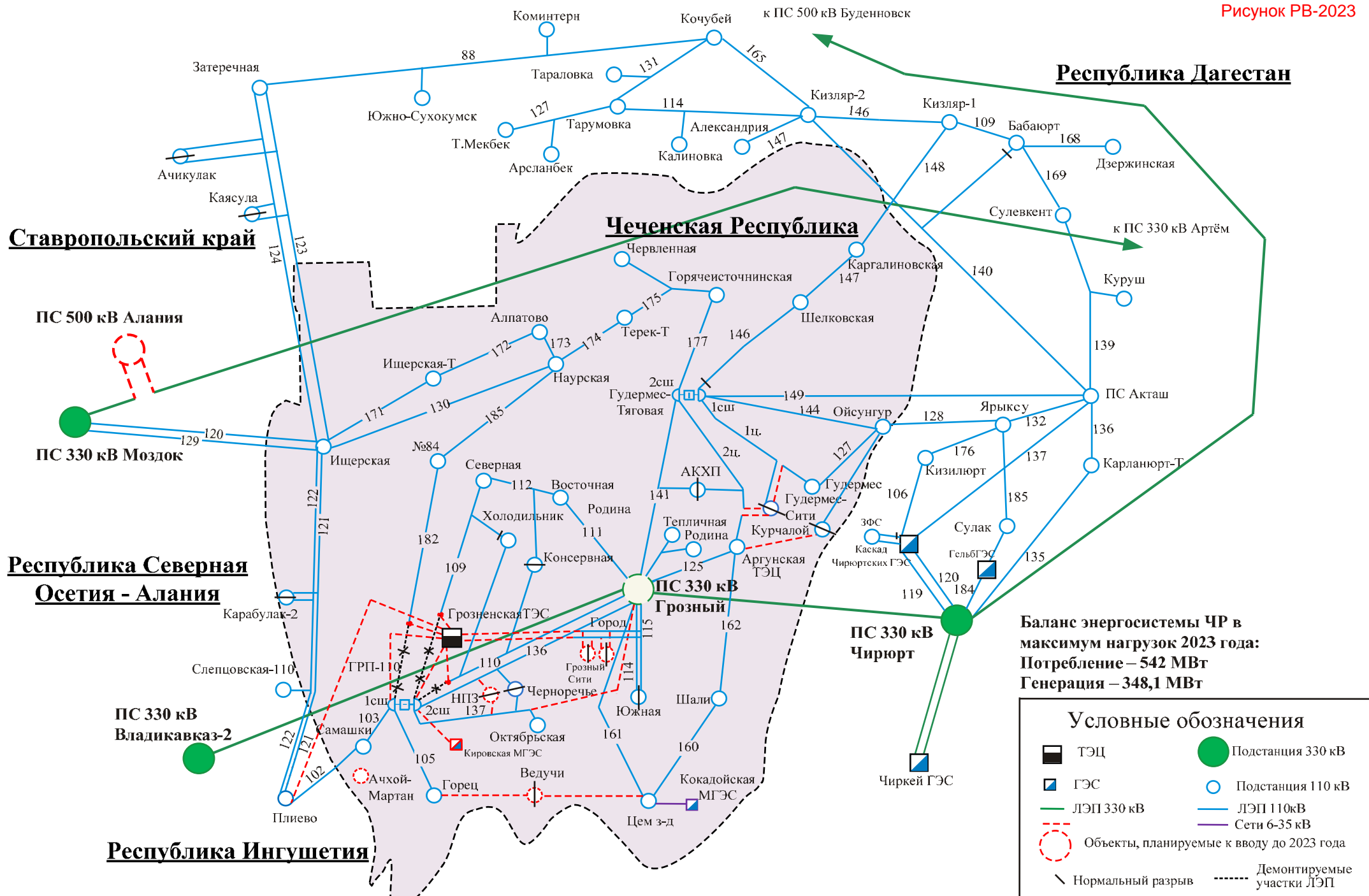


Схема развития энергосистемы Чеченской Республики на 2023 год. Базовый вариант развития.

Рисунок РВ-2023



Баланс энергосистемы ЧР в максимум нагрузок 2023 года:
 Потребление – 542 МВт
 Генерация – 348,1 МВт

Условные обозначения	
	ТЭС
	ГЭС
	ЛЭП 330 кВ
	Объекты, планируемые к вводу до 2023 года
	Нормальный разрыв
	Подстанция 330 кВ
	Подстанция 110 кВ
	ЛЭП 110 кВ
	Сети 6-35 кВ
	Демонтируемые участки ЛЭП

Приложение № 1
к Контракту № 02
от «08» 05 2018 г.

**Техническое задание
на разработку Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на
2019-2023 годы**

Основания для проведения работы по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019 - 2023 годы:

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019 - 2023 годы 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 на 2019 - 2023 годы:

Основными целями разработки Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019 - 2023 годы являются:

- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

2. Задачи Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019 - 2023 годы:

Задачами формирования схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019 - 2023 годы (далее – СИПР) являются:

- 2.1. Обеспечение надёжного функционирования Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в долгосрочной перспективе.

2.2. Обеспечение баланса между производством и потреблением в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в том числе, предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей.

2.3. Скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей.

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

2.5. Обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Разработанная СиПР должна использоваться в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности электростанций, схем внешнего электроснабжения потребителей электрической энергии;
- основы для формирования с использованием перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности);

Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации являются основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

3. Требования к выполнению работы и ее результатам:

3.1. При разработке СиПР 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.

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

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России;
- применение новых технологических решений при формировании СиПР;
- скоординированность схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;
- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- скоординированное развитие энергетического и промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры, а также программ (схем) территориального планирования, надежного и эффективного электроснабжения потребителей Чеченской Республики.
- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

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

3.4. За отчетный год принять 2017 год, за расчётные – 2018 - 2023 годы.

3.5. В работе должны быть учтены рекомендации Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по ликвидации сетевых и балансовых ограничений в энергосистеме Чеченской Республики. Материалы СиПР должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, а также филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, ПАО «МРСК Северного Кавказа», АО «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.

3.6. СиПР утверждается до 1 мая 2018 года высшим должностным лицом (руководителем высшего исполнительного органа государственной власти) Чеченской Республики.

4. Требования к содержанию Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019-2023 годы:

В составе СиПР должно быть представлено:

4.1. Общая характеристика Чеченской 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, проведён мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой схемой и программой развития электроэнергетики Чеченской Республики на предыдущий период.

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 Чеченской Республики 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 существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии и мощности за последние пять лет.

4.2.5. Динамика изменения максимума 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. Анализ существующих балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Чеченской Республики за последние 5 лет.

4.2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чеченской Республики напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 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.

4.3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Чеченской Республики:

В работе необходимо отразить особенности функционирования энергосистемы Чеченской Республики и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше за

отчетный пятилетний период, а также 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 и предложения по развитию электрических сетей энергосистемы напряжением 110 кВ и выше на основе разработанных прогнозов потребления электроэнергии и мощности, выполненных расчётов электроэнергетических режимов энергосистемы.

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

для базового варианта развития:

- о вводах электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов, включённых в утверждённые инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
- о вводах электросетевых объектов 330 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов, включённых в утверждённую (актуальную редакцию проекта) Схемы и программы развития ЕЭС России;
- о вводах электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов в соответствии с утверждёнными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям (при условии наличия заключенного договора на технологическое присоединение);
- предложения Филиала АО «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.

для дополнительного (оптимистического) варианта развития:

- исходные данные базового варианта;
- 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 наличии).

В СиПР должны быть разработаны:

4.4.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности на 5-летний период (по каждому году прогнозируемого периода) 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 базового варианта развития:

а) прогноз потребления электрической энергии и мощности из базового варианта разработанной и утверждённой в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России и

направленный Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ. В случае если на момент разработки схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики схема и программа развития ЕЭС России не утверждена, используется прогноз актуальной редакции проекта схемы и программы развития ЕЭС России;

и, при необходимости, для дополнительного варианта развития:

б) прогноз потребления электрической энергии и мощности, предоставляемый органом исполнительной власти Чеченской Республики («оптимистический», не являющийся обязательным) или на основании умеренно оптимистичного варианта (в случае его разработки) разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России (актуальной редакции проекта).

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

4.4.2. Перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе договоров на осуществление технологического присоединения), 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. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России по энергосистеме Чеченской Республики на период формирования СиПР. При наличии дополнительного варианта прогноза потребления электрической энергии и мощности для него также должен быть выполнен баланс мощности и электрической энергии.

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 утвержденной (актуальной редакции проекта) Схемы и программы развития ЕЭС России.

Включение генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в СиПР осуществляется в соответствии с п. 28(1) «Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

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

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 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на зимний/летний максимум/минимум нагрузок за отчётный год.

4.4.5. СиПР разрабатывается с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов, выполненных на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов, и должна содержать:

4.4.5.1. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности на период формирования СиПР, для формирования предложений по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики. Расчеты электроэнергетических режимов выполняются для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, паводка при наличии гидроэлектростанции в энергосистеме.

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 330 кВ и выше принимаются в соответствии с утвержденной (актуальной редакцией проекта) Схемы и программы развития ЕЭС России.

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам линий электропередачи, (авто)трансформаторов подстанций, 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 и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на период формирования СиПР (и дополнительно на годы ввода крупных объектов).

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

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

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

4.4.6.2. Предложения 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 мероприятия;
- 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. Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России текущего периода, или сроков их реализации (в случае необходимости). Такие рекомендации должны быть оформлены отдельным разделом с приложением обосновывающих материалов.

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), обеспечивающих надёжное электроснабжение потребителей Чеченской Республики на расчётном этапе развития электрических сетей на период формирования СиПР (для каждого мероприятия должны быть представлены краткие технические обоснования).

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) (для каждого мероприятия должны быть представлены краткие технические обоснования).

4.4.6.6. Анализ расчетных перспективных электрических нагрузок подстанций 110 кВ и выше, определенных на период формирования СиПР и разработанные рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110 кВ и выше, в том числе путем перевода объектов напряжением 35 кВ на более высокий класс напряжения (для каждого мероприятия должны быть представлены краткие технические обоснования).

4.4.6.8. Разработанные на основании анализа баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности. В случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода.

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

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

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 110-330 кВ и сводных данных по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ в виде перечня реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Чеченской Республики, предусмотренного СиПР ЧР, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Чеченской Республики, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям.

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 п. 4.4.5 настоящего технического задания).
- анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторов;
- анализа необходимости обеспечения установленной категории электроснабжения потребителей;
- анализа выработки нормативного срока эксплуатации оборудования и устройств (подтвержденных соответствующими актами технического освидетельствования состояния объекта, оборудования);
- анализа наличия мероприятий в утвержденных ТУ на ТП (для базового варианта – при наличии заключенного договора на технологическое присоединение);
- анализа необходимости выполнения мероприятий для обеспечения вводов

(реконструкции) объектов электроэнергетики других собственников.

4.4.6.14. В работе должны быть указаны инвестиционные проекты, которые предлагается исключить из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики ввиду отсутствия обоснований необходимости их реализации.

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

- объёмы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше;
- 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 требуемыми объемами финансирования и влияния на региональные тарифы.

4.4.8. В работе должна быть представлена оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Чеченской Республики, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей.

4.4.9. В СиПР 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 2019-2023 годы:

Текстовые материалы (научно-технические отчеты) СиПР должны быть выполнены в текстовом редакторе Word for Windows с использованием для основного текста шрифта Times New Roman с размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом.

Карты-схемы должны быть выполнены в редактируемом векторном формате (например, AutoCAD), а также представлены в формате pdf.

Презентационные материалы должны быть представлены в формате Microsoft Power Point.

В СиПР должны быть предоставлены результаты расчетов, аналитические и документальные материалы, оформленные в виде приложений в текстовом и графическом виде для каждого из двух вариантов развития («базового» и «оптимистического»), в том числе:

- карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше на территории Чеченской Республики на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:
 - существующих объектов напряжением 110 кВ и выше;
 - перспективных объектов напряжением 110 и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;
 - легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения с указанием параметров объекта и годов ввода.
- схемы для нормального режима электрических соединений сетей 110 кВ и выше на территории Чеченской Республики на отчетный год и последний год периода формирования СиПР;
- схемы потокораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для всех проведенных 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 «базового» варианта развития – в соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС России (актуальной редакцией проекта), инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и техническими условиями на технологическое присоединение (для «базового» варианта - при наличии заключённых договоров на технологическое присоединение);
 - перечень существующих электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт;
 - перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт (для «базового» варианта развития – в соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС России (актуальной редакцией проекта), утвержденными инвестиционными программами субъектов электроэнергетики и техническими условиями на технологическое присоединение (для «базового» варианта - при наличии заключённых договоров на технологическое присоединение).

В приложениях к СиПР могут быть приведены также обосновывающие материалы и материалы с исходной информации для разработки СиПР с указанием источников информации для каждого из двух вариантов развития («базового» и «оптимистического»).

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

СиПР 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 перспективного развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2019-2023 годы (взаимосвязь с предшествующими работами):

6.1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 год, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р.

6.2. Утвержденная Схема и программа развития Единой энергетической системы России (актуальная редакция проекта).

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

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

6.5. Утвержденная Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018-2022 годы.

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

6.7. Предложения Филиала АО «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.

6.8. 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.

6.9. 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

Заказчик	Исполнитель
 <p data-bbox="502 1377 726 1467">/Н.А. Сангариев / (Ф.И.О.)</p>	 <p data-bbox="1109 1377 1332 1467">/У.М. Масаев / (Ф.И.О.)</p>