Филиал ООО «Э н е р г о – Ю г»

«Ю Ж Э Н Е Р Г О С Е Т Ь П Р О Е К Т»

Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы

Внестадийная работа

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Изм.	№док.	Подп.	Дата
2	1305-19		24.07.19

2019 г.

Филиал ООО «Э н е р г о – Ю г»

«Ю Ж Э Н Е Р Г О С Е Т Ь П Р О Е К Т»

Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы

Внестадийная работа

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Изм.	№док.	Подп.	Дата
2	1305-19		24.07.19

Главный инженер А.В. Лубенец

И.о. начальника отдела энергосистем А.Н. Алексеенко

2019 г.

Согласовано

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Состав проектиой документации

Работа выполнена в одном томе

Наименование стройки (по титулу)	Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы Э1924

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-СП		
						Состав проекта	Стадия	Лист	Листов
							СХ	1	1
Н. контр.		Галахова			14.08.19		Филиал ООО «Энерго-Юг» «ЮЖЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»		
ГИП		Алексеенко			14.08.19				

Согласовано

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Содержание

	ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	Стр.
	Введение	5
1	Общая характеристика Карачаево-Черкесской Республики	7
2	Анализ функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг.	12
2.1	Общая характеристика энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики	12
2.2	Динамика потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2014–2018 годах	13
2.3	Структура электропотребления в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы. Динамика основных показателей электроэффективности	15
2.4	Состав и структура установленной электрической мощности на электростанциях в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики	21
2.5	Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы за 2014-2018 годы	23
2.6	Характеристика электросетевого хозяйства и режимы работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики.	26
3	Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Карачаево-Черкесской Республики	37
4	Основные направления развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 годы	39
4.1	Прогноз потребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.	39
4.1.1	Прогноз потребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Республики с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов.	39
4.1.2	Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.	46
4.2	Развитие электрических станций и оценка перспективной балансовой ситуации в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг.	55
4.3	Разработка предложений по развитию и реконструкции электрических сетей напряжением 35, 110 кВ и выше в период 2020-2024 гг.	61

Наименование стройки (по титулу)	Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы Э1924

Согласовано | Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
2	-	Все	1305-19		24.07.19

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Инж.	Савина		14.08.19
Вед. инж.	Жданова		14.08.19
Вед. инж.	Синельников		14.08.19
Н. контр	Галахова		14.08.19
Нач. отд.	Алексеенко		14.08.19

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
СХ	1	301

Филиал ООО «Энерго-Юг» «ЮЖЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

4.3.1	Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше	61
4.3.2	Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах	79
4.3.3	Анализ баланса реактивной мощности. Рекомендации по объёму средств компенсации реактивной мощности	86
5	Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево - Черкесскэнерго»	88
6	Определение объемов электросетевого строительства, технико-экономические показатели развития сетей	95
7	Выводы и рекомендации	103
8	Список использованных сокращений	110
9	Список использованных документов и литературы	111
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
А	Техническое задание	112
Б	Карта-схема электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. с развитием до 2024г.	132
В	Принципиальная схема электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. с развитием до 2024г.	133
Г	Данные по загрузке трансформаторов подстанций 35 - 110 кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа" – «Карачаево-Черкесскэнерго» по результатам замеров режимных дней 2016-2018гг.	134
Д	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2020 г.	136
Е	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2021 г.	167
Ж	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2022 г.	171
З	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2023 г.	176
И	Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах 2024 г.	183
К	Расчет электрических нагрузок микрорайона в северной части города Черкесска	211
Л	Справка о возможности перевода нагрузок с ПС 110 кВ Северная, копии актов технологического освидетельствования (ТО) ПС 110 кВ Преградная и ПС 110 кВ Северная, копии ТУ на ТП потребителей с присоединяемой нагрузкой свыше 500 кВт, копии ТУ на ТП электростанций и др.	223
М	Замечания и ответы на замечания, полученные при согласовании данной работы	294

В данном томе всего содержится 303 листа.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена по заказу Министерства промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики в соответствии с техническим заданием (см. Приложение А).

Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории республики, входит в состав ОЭС Юга и территориально включает в себя (по состоянию на 1.01.2019 г.):

- электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется, в основном, филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»;
- электрические сети напряжением 330 кВ – сети эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга;
- электрические станции суммарной мощностью 329,0 МВт, в основном (301,2 МВт) это электростанции Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро».

Основными целями Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы (далее – СиПР) являются:

- мониторинг функционирования энергосистемы республики в 2014-2018 годах и исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой «Схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы»;
- разработка предложений по формированию эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории республики;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры республики;
- обеспечение координации планов социально-экономического развития Карачаево-Черкесской Республики и схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- информационное обеспечение деятельности органов исполнительной власти республики, а также субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

За отчётный в «Схеме и Программе…» принят 2018 год, в качестве расчётных – 2019-2024 гг.

Работа выполнена в соответствии с действующими нормативными и методическими документами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей.

При выполнении работы использованы следующие материалы:

-«Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы», утверждена Минэнерго России от 28.02.2019 г. приказом №174;

- «Схема и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы», утверждена Распоряжением Главы Карачаево-Черкесской Республики 28.04.2018 г №107-р;

- отчётные материалы филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и Северокавказское РДУ о схеме и режимах работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в 2014-2018 гг.;

- материалы Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро» о составе и режимах работы ГЭС, функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики;

- проектные проработки по перспективному развитию электрических сетей отдельных районов и узлов энергосистемы, выполненные в предшествующий период;

- нормативно-технические документы по проектированию энергосистем и электрических сетей (см. Раздел 11 перечень использованной литературы);

- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г № 281;

- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г № 630;

- «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.180.02.140-2012;

- «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Карачаево-Черкесская Республика – субъект Российской Федерации в составе Северо-Кавказского федерального округа (СКФО). Ее территория (14,3 тыс. км^2) расположена в предгорьях северо-западного Кавказа. На западе Карачаево-Черкесия граничит с Краснодарским краем, на севере и северо-востоке – со Ставропольским краем, на востоке – с Кабардино-Балкарской Республикой. На юге граница проходит по Главному Кавказскому хребту с Грузией и Республикой Абхазия. В пределах республики выделяются три зоны: предгорная равнина, предгорья и горы Кавказа, горная местность составляет около 80% общей площади. В северной части протянулись Передовые хребты Большого Кавказа. На юге, от верховьев р. Малая Лаба тянутся Водораздельный и Боковой хребты Большого Кавказа, достигающие высоты до 4000 м. На границе с Кабардино-Балкарией расположена самая высокая вершина Кавказа – г. Эльбрус. Через хребет к побережью Черного моря ведут перевалы – Марухский и Клухорский. Севернее тянутся Скалистый и Пастбищный хребты. Карачаево-Черкесская Республика богата водными ресурсами: бассейны рек, озера, водохранилища. Здесь около 130 высокогорных озер ледникового происхождения, множество горных водопадов, по ее территории протекает 172 малых и больших рек. Из них самые крупные Кубань, Большой и Малый Зеленчук, Уруп, Лаба. Имеется Кубанское водохранилище, входящее в систему Большого Ставропольского канала, являющегося источником водоснабжения для Ставропольского края.

Климат умеренно тёплый, зима короткая, лето тёплое, продолжительное, достаточно увлажнённое. Для климата показательна большая продолжительность солнечного сияния. Средняя температура января 2017 г. –4,0 градуса, июля 2017 г. – +18,4 градуса, самая высокая температура +39 градусов, низкая –29 градусов. Продолжительность суток со средней температурой воздуха +8°С и ниже составляет 169 дней (СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»).

Карачасво-Черкесская Республика включает в себя 12 муниципальных образований (10 муниципальных районов и 2 города республиканского подчинения – Карачаевск и Черкесск, рис. 1.1). Они состоят из 149 населённых пунктов, из них 4 города (Черкесск, Карачаевск, Усть-Джегута и Теберда). Столица Карачаево-Черкесской Республики – город Черкесск.

Численность населения Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. (по данным Росстата) составила 465,563 тыс.чел., из них городское население – 199,214 тыс.чел. (42,79 %), сельское – 266,35 тыс.чел. (57,21 %). Плотность населения (32,61 чел./км^2) в 1,7 раза ниже показателя средней плотности по СКФО. В таблице 1.1 приведены общие сведения по муниципальным образованиям КЧР на 01.01.2019 г. (площадь территории, численность и плотность населения). Около 70% территории республики занимают три крупных муниципальных района, расположенные в южной горной зоне и отличающиеся от других низкой плотностью населения. Здесь проживает 22,3% от общей численности населения Карачаево-Черкесии. Два городских округа – Черкесский и Карачаевский выделяются высокой плотностью населения.

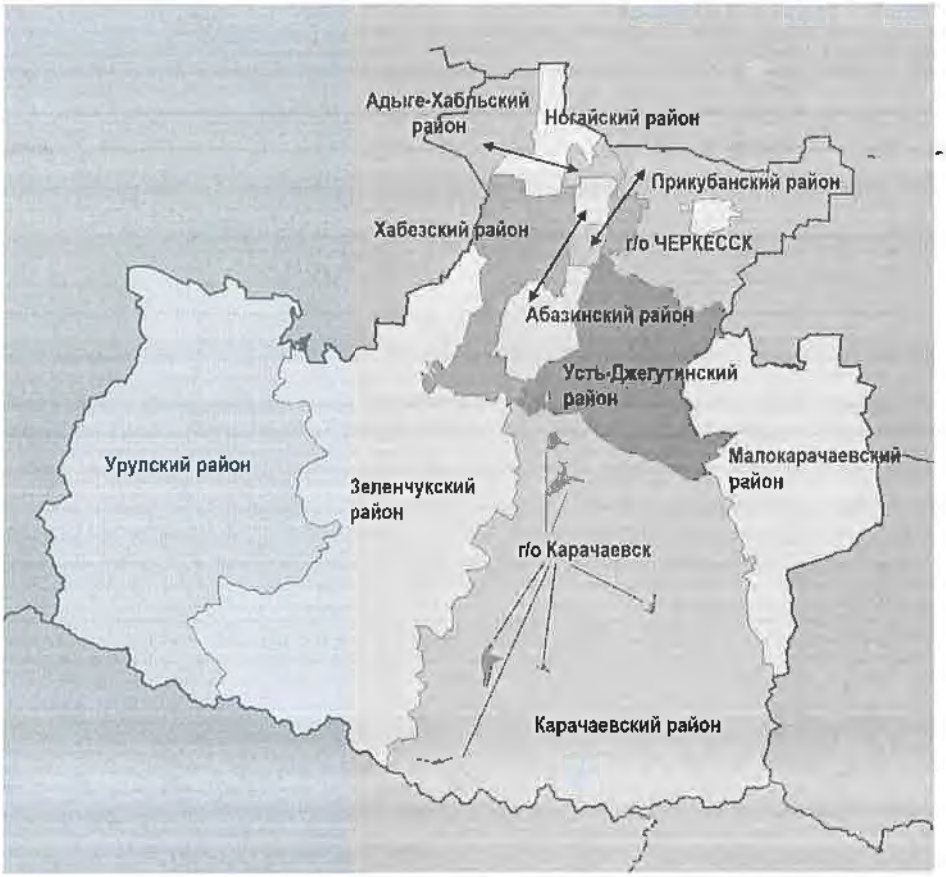


Рисунок 1.1 - Территориальное распределение муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики

Таблица 1.1 – Общая характеристика муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики

Муниципальное образование	Площадь территории		Численность населения на 01.01 2019 года		Плотность населения
	кв.км.	%	Всего		чел./кв.км
			тыс.чел.	%	
Черкесский городской округ	66,7	0,5	122,804	26,4	1841,1
Карачаевский городской округ	22,5	0,2	38,49	8,3	1710,7
Абазинский район	252,8	1,8	17,643	3,8	69,8
Адыге-Хабльский район	274,0	1,9	15,652	3,4	57,1
Зеленчукский район	2911,0	20,4	48,117	10,3	16,5
Карачаевский район	3916,0	27,4	31,697	6,8	8,1
Малокарачаевский район	1365,0	9,5	43,52	9,3	31,9
Ногайский район	195,0	1,4	15,515	3,3	79,6
Прикубанский район	1020,0	7,1	28,752	6,2	28,2
Урупский район	2808,0	19,6	22,565	4,8	8,0
Усть-Джегутинский район	943,0	6,6	49,993	10,7	53,0
Хабезский район	526,0	3,7	30,815	6,6	58,6
Итого	**14277**	**100,0**	**465,563**	**100,0**	**32,61**

Доля Карачаево-Черкесской Республики по важнейшему показателю, характеризующему уровень экономического развития региона – валовому региональному продукту (ВРП) составляет менее 5% от ВРП СКФО.

Экономику республики формируют три вида экономической деятельности – сфера услуг, промышленное производство и сельское хозяйство. В таблице 1.2 приведена динамика структуры валового регионального продукта, произведенного в период с 2014 по 2017 годы.

Таблица 1.2 - Структура валового регионального продукта Карачаево-Черкесской Республики (по видам экономической деятельности) за период с 2014 по 2017 годы, %*

	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Валовой региональный продукт, всего	**100**	**100**	**100**	**100**
в том числе:				
Добыча полезных ископаемых	1,6	2,3	2,3	2,1
Обрабатывающие производства	14,1	11,7	13,6	14,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	4,2	4,6	4,4	6,4
Итого промышленное производство	**19,9**	**18,6**	**20,3**	**23,3**
Оптовая и розничная торговля	10,4	9,2	9,6	9,4
Гостиницы и рестораны	0,7	0,7	0,8	0,8
Финансовая и страховая деятельность	0,2	0,1	0	0
Операции с недвижимым имуществом	4,3	4,6	3	3,3
Государственное управление и безопасность	15,7	14,7	15,5	16,3
Образование	6,6	6,5	6,2	6,3
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	6,7	6,7	6,5	6,2
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг, научная и техническая деятельность	1,7	1,7	2,7	2,7
Итого сфера услуг	**46,3**	**44,2**	**44,3**	**45,0**
Транспорт и связь	**4,7**	**4,5**	**4,7**	**4,1**
Сельское и лесное хозяйство, включая рыбоводство	**20,2**	**25,0**	**20,6**	**18,5**
Строительство	**8,9**	**7,5**	**10,2**	**9,1**

Примечание: *) – Аналогичные данные за 2018 год на момент разработки «Схемы и программы…» не опубликованы Управлением Федеральной службы государственной статистики по Северо-Кавказскому федеральному округу.

В таблице 1.3 приведена динамика ВРП, а также промышленного и сельскохозяйственного производства за отчетный период.

Таблица 1.3 - Динамика основных показателей социально-экономического развития Карачаево-Черкесской Республики, индексы в % к предыдущему году**

Показатели	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.*
ВРП (валовая добавленная стоимость в основных ценах)	98,0	95,1	104,3	н/д*
Сельское хозяйство	95,5	101,7	101,9	99,4
Строительство	100,8	97,8	95,1	96,6
Промышленное производство, всего	79,2	100,2	101,7	113,3
Добыча полезных ископаемых	100,2	96,1	102,4	98,4
Обрабатывающие производства	79,2	93,4	107,4	111,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	74,2	113,1	96,8	110,4

Примечание: *) – данные за 2017 г. будут уточняться в течении 2019 г.;

**) – Аналогичные данные за 2018 год на момент разработки «Схемы и программы…» не опубликованы Управлением Федеральной службы государственной статистики по Северо-Кавказскому федеральному округу.

По итогам 2017 года индекс промышленного производства составил 113,3 % к уровню 2016 года в основном за счет увеличения производства и распределения электроэнергии, газа и воды, а также за счет роста доли обрабатывающих производств (по объему отгруженной продукции). При этом произошло снижение в структуре ВРП строительства, добычи полезных ископаемых и сельскохозяйственного производства республики.

В таблице 1.4 приведен список наиболее крупных промышленных предприятий.

Таблица 1.4. - Список действующих крупных и средних промышленных предприятий Карачаево-Черкесской Республики (по состоянию на 01.01.2019 г.)*

№ п/п	Наименование предприятия	Месторасположение	Основной ВЭД
1	ЗАО "Урупский ГОК"	Урупский район, п. Медногорский	Добыча полезных ископаемых
2	ООО "Фактор"	г. Черкесск	Химическое пр-во и пр-во резиновых и пластмассовых изделий
3	ОАО "ЧЗ РТИ"	г. Черкесск	Химическое пр-во и пр-во резиновых и пластмассовых изделий
4	ОАО "Завод НВА"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
5	ОАО "Холодмаш"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
6	ОАО "Каскад"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
7	ООО "Черкесское предприятие Кавказпакет" (учредитель Всероссийское общество слепых г. Москва)	г. Черкесск	Машиностроительное производство
8	ЗАО "Кардоникский завод "Электроизолит"	Зеленчукский район	Машиностроительное производство

№ п/п	Наименование предприятия	Месторасположение	Основной ВЭД
9	ОАО "Гидропневмонормаль"	Хабезский район	Машиностроительное производство
10	ОАО "Завод Элия"	Малокарачаевский район	Машиностроительное производство
11	ООО Автомобильная компания "Дервейс"	г. Черкесск	Машиностроительное производство
12	КЧРГУП "Урупский лесхоз"	Зеленчукский район	Целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производство
13	КЧРГУП "Бескесский лесхоз"	Урупский район	Целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производство
14	КЧРГУП "Зеленчукский лесхоз"	Зеленчукский район	Целлюлозно-бумажное и деревообрабатывающее производство
15	ООО "Селена"	Усть-Джегута	Производство синтепона
16	ЗАО ПТШФ "ИНЕ"	г. Черкесск	Текстильное и швейное производство, производство кожи и изделий из кожи
17	ООО "Квест-А"	г. Черкесск	Текстильное и швейное производство, производство кожи и изделий из кожи
18	ЗАО «Кавказцемент»	Усть-Джегутинский район	Производство стройматериалов
19	ОАО "Хабезский гипсовый завод"	Хабезский район	Производство стройматериалов
20	ООО "Рустона"	г. Карачаевск	Производство стройматериалов
21	ООО ГПК «Камея»	Урупский район	Производство стройматериалов
22	ЗАО «Недра»	Усть-Джегутинский район	Производство стройматериалов
23	ООО «Авангард»	А.-Хабльский р-он	Производство стройматериалов
24	ОАО "Флора Кавказа"	Урупский район	Производство лекарственных средств
25	ОАО Корпорация «Камос»	Карачаевский р-н	Производство пищевой продукции и напитков
26	АО Агрокомбинат «Южный»		Производство овощей

*) – данные мониторинга, осуществляемого Министерством промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики

Карачаево-Черкесия традиционно является регионом с развитым сельскохозяйственным производством. Доля сельского хозяйства в структуре ВРП республики в рассматриваемый период повышалась и в 2014-2018 г.г. составляла 19-25 %. Важнейшим видом сельскохозяйственного производства является животноводство (мясомолочное и мясошерстное). В настоящее время в республике реализуется проект по созданию единственного в РФ предприятия полного цикла по переработке шерсти и производству изделий из нее с использованием инновационных технологий фабрики «Квест-А». Развитие сельского хозяйства Карачаево-Черкесии ориентируется на производство импортозамещающей продукции. В настоящее время в республике реализуется несколько проектов по выпуску импортозамещающей продукции, в их числе проект ООО «Сады Карачаево-Черкесии» по закладке садов интенсивного типа и проект по модернизации крупнейшего на Юге России агрокомбината «Южный».

2 АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ В 2014-2018 ГГ.

2.1. Общая характеристика энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики.

В состав энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики входят следующие электросетевые и сбытовые компании:

- *Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети Юга* – осуществляет ремонтно-эксплуатационное обслуживание магистральных электрических сетей напряжением 330 кВ и выше одного из самых сложных районов России – Северного Кавказа общей площадью 440 тыс. кв. км. МЭС Юга обеспечивает электрическую связь ОЭС Юга с энергосистемами ОЭС Центра, Украины, Грузии, Азербайджана, а через них - перетоки электроэнергии в Турцию и Иран;
- *Филиал ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал»*;
- *Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»* – осуществляет эксплуатацию сетевого хозяйства республики напряжением 110 кВ и ниже, за исключением электрических сетей города Черкесска и города Карачаевска;
- *АО «Распределительная сетевая компания»* – осуществляет эксплуатацию сетевого хозяйства на территории города Черкесска;
- *АО «Черкесские городские электрические сети»* - энергосбытовая организация на территории г. Черкесска;
- *ОАО «Оборонэнерго»* – осуществляет эксплуатацию электрических сетей военного городка в ст. Сторожевая, Зеленчукского района;
- *ОАО «Карачаевск-Теплоэнерго»* – осуществляет теплоснабжение и эксплуатацию электросетевого хозяйства г. Карачаевска;
- *ОАО «Электрические сети микрорайона Московский»*, являются муниципальной собственностью осуществляет эксплуатацию электрических сетей микрорайона Московский, г. Усть-Джегута, Усть-Джегутинского района;
- *АО «Карачаево-Черкесскэнерго»;*
- *АО «Оборонэнергосбыт».*

Карачаево-Черкесская энергосистема работает в составе Объединенной энергосистемы Юга (ОЭС Юга) и входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (далее – Северокавказское РДУ).

Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики связана с энергосистемами Краснодарского края (1 ВЛ 110 кВ) и Ставропольского края (4 ВЛ 330 кВ, 7 ВЛ 110 кВ, 4 ВЛ 35 кВ).

По состоянию на 01.01.2019 г. в энергосистеме республики функционируют следующие электростанции:

- Зеленчукская ГАЭС (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 300 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 461,1 млн. кВт.ч;

- МГЭС «Большой Зеленчук» (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт) с вводом в 2018 г. (акт о приемке в эксплуатацию 29.12.2017 г.) и среднегодовой проектной выработкой 7,8 млн. кВт.ч;

- Эшкаконская ГЭС (по состоянию на начало 2019 г. собственник ГЭС ООО «НИПТ», г. Нижний Новгород) установленной мощностью 0,6 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 1,8 млн. кВт.ч;

- Новокарачаевская МГЭС (ЗАО «Фотон») установленной мощностью 1,2 МВт, фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 9,8 млн. кВт.ч;

- Мини-ТЭЦ г. Черкесск (ООО «Генерация») установленной мощностью 10 МВт (пять газопоршневых установок G3520C по 2 МВт каждый), фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 45,1 млн. кВт.ч;

- ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесского сахарного завода» установленной мощностью 16 МВт; фактическая выработка электроэнергии за 2018 год – 5,8 млн. кВт.ч.

2.2. Динамика потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2014–2018 годах

Объем потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году составил 1354,3 млн. кВт.ч, снизившись по сравнению с 2017 годом на 3,9 %. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние пять лет (2014-2018 годы) составил 1,25 %. Доля потребления электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в объеме потребления электроэнергии ОЭС Юга не превышает 1,32 %.

По потреблению мощности энергосистема Карачаево-Черкесской Республики занимает одиннадцатое место в общей нагрузке ОЭС из тринадцати территориальных энергосистем ОЭС Юга. В 2018 году ее доля составляла 1,37 % от общей нагрузки ОЭС Юга. Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году (15.01.2018 г., 18-00) составила 218,0 МВт и по сравнению с 2017 годом (16.02.2017 г., 19-00) - 226,0 МВт, уменьшилась на 3,5 %.

В таблице 2.2.1 приведены годовые максимумы электрической нагрузки энергосистемы, дата и время их прохождения, среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения годового максимума энергосистемы.

Таблица 2.2.1. - Максимальные электрические нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг.

Годы	Электрическая нагрузка, МВт	Среднесуточная температура наружного воздуха, град С	Дата и время, дд.мм; чч.мм
2014	216,0	-14,9	31.01; 19:00
2015	207,7	-14,8	09.01; 18:00
2016	224,3	-3,9	20.12; 18:00
2017	226,0	-7,0	16.02; 19:00
2018	218,0	-5,5	15.01; 18:00

Как видно из таблицы 2.2.1 годовые максимумы электрической нагрузки в отчетный период наблюдались в декабре, январе и феврале месяцах и имели устойчивый вечерний пик. Наибольшее значение максимальной электрической нагрузки за рассматриваемый период наблюдалось в 2017 году (226 МВт), наименьшее – в 2015 году (207,7 МВт). Разница между наибольшим и наименьшим значением максимальной электрической нагрузкой за рассматриваемый период составила 18,3 МВт или 8,1 %.

В таблице 2.2.2 приведена динамика основных показателей электропотребления в

энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние шесть лет.

Таблица 2.2.2 - Динамика показателей общего потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской республики за период 2014-2018 гг.

Наименование показателей	Годы						Среднегод. прирост за 2014-2018 гг., %
	ед. изм.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	
Электропотребление энергосистемы	млн. кВт.ч	1276	1282	1274,7	1409,4	1354,3	*1,25*
Годовой темп роста	%	*-0,3*	*0,5*	*-0,6*	*10,57*	*-3,9*	
Максимум нагрузки энергосистемы	МВт	216,0	207,7	224,3	226,0	218,0	*0,45*
Годовой темп роста	%	*0,93*	*-3,84*	*+7,99*	*+0,76*	*-3,1*	
Число часов использования собственной максимальной нагрузки	час/год	5907	6172	5683	6236	6212	

Высокая доля домашнего хозяйства и сферы услуг в общем электропотреблении Карачаево-Черкесской Республики определила «отзывчивость» энергосистемы на изменение метеорологических условий в период прохождения максимальных годовых нагрузок. И одним из показателей, на значение которого сказывается степень этого влияния, является число часов использования максимальной электрической нагрузки. Как видно из таблицы 2.2.2 число часов использования максимума нагрузки в рассматриваемый период изменяется в диапазоне 5683 – 6236 часов.

В составе территориальной энергосистемы функционируют 8 филиалов районных электрических сетей (РЭС). Ниже приведены электрические нагрузки по РЭС Карачаево-Черкесской Республики для максимума в дни зимнего контрольного замера в 2014-2018 гг. и для максимума летнего контрольного замера в 2015-2018 гг.

Таблица 2.2.3 -Электрические нагрузки по РЭС энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в дни контрольных замеров

Наименование РЭС	Нагрузка в дни контрольных замеров, МВт								
	17.12. 2014г.	16.12. 2015г.	17.06. 2015г.	21.12. 2016г.	15.06. 2016г.	20.12. 2017г.	21.06. 2017т.	19.12 2018г.	20.06 2018г
Урупский	11,8	12,8	8,4	9,2	9,0	12,2	9,7	11,3	8,5
Зеленчукский	17,9	20,9	11,0	21,0	11,3	27,8	17,0	36,3	22,6
Хабезский	5	6,2	4,0	5,5	4,1	5,4	4,4	4,9	3,3
Адыге-Хабльский	16,9	14.2	10,2	15,1	10,3	14,8	10,5	10,3	6,8
Прикубанский	54,1	52,7	40,0	43,5	41,6	58,5	38,1	56,1	30,0
Усть-Джегутинский	39,6	46,2	43,0	37,9	41,2	37,7	43,0	43,8	52,8
Малокарачаевский	11,3	12,7	6,8	10,1	8,0	11,1	7,6	12,2	6,6
Карачаевский	20,7	22,8	12,5	23,6	10,5	16,6	8,4	17,8	9,3
Итого:	**177,3**	**188,5**	**135,9**	**166,3**	**136**	**184,0**	**137,8**	**192,7**	**139,9**

Распределение потребления электроэнергии на территории энергосистемы КЧР характеризуется преобладанием трех районов: Прикубанского, Карачаевского и Усть-

Джегутинского. На их долю приходится более половины электроэнергии, поступившей в электросети филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго».

2.3 Структура электропотребления в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы. Динамика основных показателей электроэффективности

Динамика показателей потребления электроэнергии в энергосистеме КЧР по видам экономической деятельности, отражающая особенности экономического развития республики, приведена в таблице 2.3.1.

Структура электропотребления составлена по данным филиала ПАО МРСК СК «Карачаево-Черкесскэнерго», АО «Распределительная сетевая компания» и Министерства промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики.

Таблица 2.3.1-Потребление электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики по основным видам экономической деятельности в 2014-2018 гг.

Виды экономической деятельности	**Потребление электроэнергии, *млрд.кВт.ч***				
	2014 г.	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г**
Промышленные производства, всего	**0,464**	**0,469**	**0,406**	**0,3876**	**0,3185**
Прочие производства	**0,05**	**0,02**	**0,006**	**0,084**	**0,2373**
Строительство	**0,002**	**0,002**	**0,083**	**0,003**	**0,0020**
Транспорт и связь	**0,014**	**0,013**	**0,051**	**0,015**	**0,0119**
Сфера услуг и домашние хозяйства	**0,491**	**0,51**	**0,522**	**0,525**	**0,5590**
домашние хозяйства:	0,263	0,285	0,296	0,297	0,3065
в том числе: город	*0,12*	*0,126*	*0,126*	*0,126*	0,1287
село	*0,143*	*0,159*	*0,170*	*0,171*	0,1778
сфера услуг	0,228	0,225	0,226	0,228	0,2525
Производственные нужды сельского хозяйства	**0,03**	**0,032**	**0,022**	**0,034**	**0,0213**
Итого полезное потребление	**1,001**	**1,026**	**1,084**	**1,0484**	**1,1499**
Потери в сетях	**0,271**	**0,251**	**0,186**	**0,21**	**0,2486**
С.н. электростанций	**0,004**	**0,005**	**0,005**	**0,005**	**0,0050**
Всего потребление электроэнергии	**1,276**	**1,282**	**1,2747**	**1,2634**	**1,3985**

Доля промышленного электропотребления в Карачаево-Черкесской Республике за рассматриваемый период (2014-2018 гг.) снизилась на 13,5 %, с 36,3 % в 2014 году до 22,8 % в 2018 году. Абсолютное снижение потребления электроэнергии в промышленности, начавшееся с 2014 года, в первую очередь, связано с сокращением производства строительных материалов, доминирующего в структуре обрабатывающих производств. Потребление электроэнергии на ЗАО «Кавказцемент» - крупнейшем предприятии СКФО в производстве строительных материалов, сырьевой базой которого является Усть- Джегутинское месторождение известняка, снизилось за последние три года более чем на 24 %.

В то же время доля домашних хозяйств и сферы услуг в суммарном электропотреблении увеличилась за четыре года на 1,5 % и в 2018 году около 40 % суммарного объема потребленной электроэнергии в республике обеспечивали домашние хозяйства и сфера услуг, что обусловлено преобладанием в структуре экономики республики видов экономической деятельности, относящихся к обслуживанию населения.

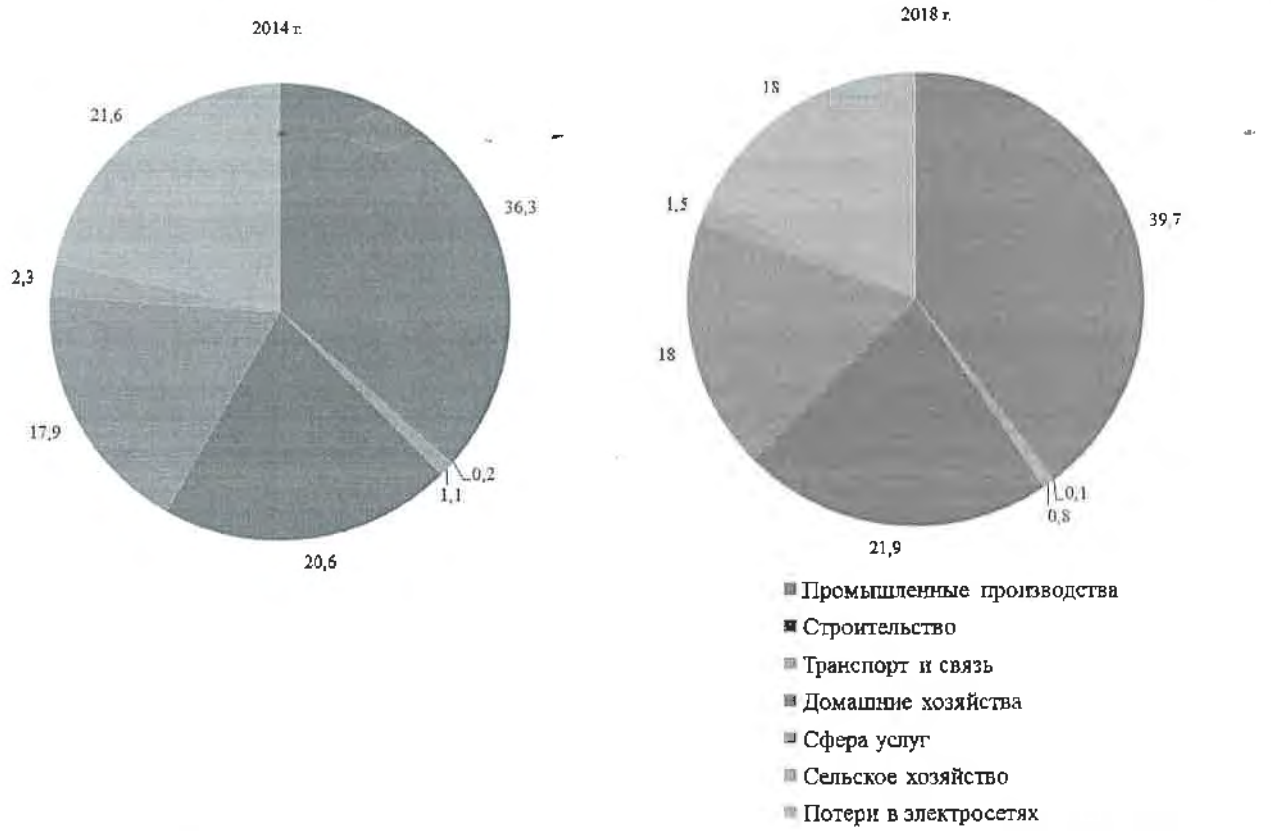


Рисунок 2.3.1 - Структура потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики по основным видам экономической деятельности в 2014 и 2018 гг. (в процентах).

В таблице 2.3.2 приведены показатели электропотребления по крупным потребителям на территории энергосистемы КЧР, представленные администрацией республики.

Таблица 2.3.2- Основные крупные потребители электроэнергии на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики и их потребление электроэнергии.

Наименование потребителя	Единица измерения	Годы				
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
ЗАО "Ставропольский бройлер"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,000	0,000	0,000	1,550	1,486
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,000	0,000	0,000	0,212	0,205
ОАО "Хабезский гипсовый завод"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,000	0,000	0,000	3,677	4,298
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,000	0,000	0,000	0,660	0,731
ОАО Племрепродуктор "Зеленчукский"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,880	1,887	2,200	2,237	2,277
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,337	0,278	0,339	0,357	0,340
САО РАН						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	4,455	4,794	4,850	4,533	4,557
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,716	0,628	0,628	0,581	0,593

Наименование потребителя	Единица измерения	Годы				
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
ООО "Ставропольский птицекомплекс"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,299	1,272	1,217	1,225	1,022
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,181	0,196	0,179	0,181	0,160
ООО АК Дервейс						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	25,325	18,597	18,912	20,700	19,523
- максимальная потребляемая мощность	МВт	3,362	2,642	2,630	2,994	2,858
"Кубанские очистные сооружения водоснабжения"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	2,237	2,117	2,028	1,975	1,983
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,321	0,341	0,340	0,342	0,353
ООО "Карачаево-Черкесский завод силикатного кирпича"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	5,598	5,807	5,200	0,143	0,140
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,942	1,000	0,919	0,020	0,019
ЗАО «Усть-Джегутинский гипсовый комбинат им. Р.А. Джанибекова»						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	2,481	2,229	2,006	1,762	1,898
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,359	0,415	0,358	0,327	0,343
ООО " Селена - Химволокно"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	3,543	3,294	3,899	4,250	4,054
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,473	0,453	0,512	0,554	0,536
Известняк ЗАО						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	5,598	5,807	5,200	6,083	5,676
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,942	1,000	0,919	1,045	1,012
Селеста						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,089	0,296	0,195	0,290	0,145
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,012	0,057	0,043	0,058	0,042
У-Д ФФГБУ "УМЗ и СХВ ПО КЧР"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	6,870	8,367	7,011	7,375	6,489
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,765	0,937	0,920	0,932	0,883
ОАО "Карачаево-Черкесский сахарный завод"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	3,210	3,195	3,394	3,320	2,690
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,484	0,493	0,501	0,652	0,387
ОАО Агрокомбинат "Южный"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	15,976	22,643	13,941	26,896	6,600
- максимальная потребляемая мощность	МВт	2,578	3,354	2,414	4,137	1,661
ЗАО "Урупский ГОК"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	39,984	38,594	38,694	41,717	42,732
- максимальная потребляемая мощность	МВт	5,556	5,342	4,995	5,398	5,504

Наименование потребителя	Единица измерения	Годы				
		2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
ОАО РАПП "КАВКАЗ МЯСО"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,567	3,888	1,147	1,094	0,989
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,338	0,823	0,269	0,233	0,223
ОАО "КАСКАД"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	1,361	1,262	1,426	1,390	1,128
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,741	0,556	0,353	0,367	0,355
ЗАО "Карачаево-Черкесский муко-мол"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,591	0,575	0,354	0,038	0,037
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,178	0,156	0,093	0,007	0,007
ЗАО "Недра"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	11,461	11,311	9,884	10,168	9,576
- максимальная потребляемая мощность	МВт	1,652	1,677	1,798	1,862	1,688
ЗАО "Кавказцемент"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	177,263	171,947	164,330	165,778	152,5
- максимальная потребляемая мощность	МВт	20,370	20,163	19,723	19,656	17,564
ОАО "Курорты Северного Кавказа"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	0,000	2,259	8,610	8,586	10,207
- максимальная потребляемая мощность	МВт	0,000	0,313	1,249	1,270	1,509
АО "Черкесские городские электрические сети"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	258,956	253,926	272,255	273,516	278,744
- максимальная потребляемая мощность	МВт	38,576	38,244	40,536	40,423	40,484
ОАО "Карачаевск-Теплоэнерго" г. Карачаевск						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	42,234	42,980	45,521	46,311	48,231
- максимальная потребляемая мощность	МВт	6,124	6,127	6,496	6,640	5,652
ООО "ЭнергосстьЮга"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	10,372	10,102	10,105	10,314	10,226
- максимальная потребляемая мощность	МВт	1,606	1,670	1,651	1,694	1,367
ОАО "Оборонэнерго"						
- потребление электроэнергии	млн Вт.ч	25,418	24,604	23,771	23,601	22,795
- максимальная потребляемая мощность	МВт	3,258	3,229	3,106	3,136	2,548
другие потребители	млн Вт.ч	146,153	140,654	146,552	141,963	150,258

Таблица 2.3.3 - Показатели абсолютного и удельного потребления электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах на территории Карачаево-Черкесской Республики

Наименование показателей	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Численность населения, в т.ч.	тыс. чел.	466,43	466,305	465,563
городское	тыс. чел.	199,40	199,223	199,214
сельское	тыс. чел.	267,03	267,082	266,35
Потребление электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах, в т.ч.:	млн.кВт.ч	522,0	525,0	559,0
Потребление электроэнергии в сфере услуг	млн.кВт.ч	226,0	228,0	252,5
Потребление электроэнергии в домашних хозяйствах	млн.кВт.ч	296,0	297,0	306,5
город	млн.кВт.ч	126,0	126,0	128,7
село	млн.кВт.ч	170,0	171,0	177,8
Потребление электроэнергии в сфере услуг и домашних хозяйствах на душу населения, в т.ч.:	кВт.ч./чел.	1119	1126	1201
Потребление электроэнергии в сфере услуг на душу населения	кВт.ч./чел.	485	489	542
Потребление электроэнергии в домашних хозяйствах на душу населения, в т.ч.	кВт.ч./чел.	635	637	658
город	кВт.ч./чел.	632	632,5	646
село	кВт.ч./чел.	637	640	667,5

Удельный показатель потребления электроэнергии в домашних хозяйствах и сфере услуг, рассчитанный на душу населения и являющийся важным показателем уровня и качества жизни населения, вырос в Карачаево-Черкесской Республике по сравнению с 2016 годом (за три года) на 7,3 % и составил в 2018 году 1201 кВт.ч на человека в год, что соответствует средним показателям по СКФО. В сфере услуг душевое потребление электроэнергии в 2016-2018 гг. увеличилось на 11,8 %, в домашних хозяйствах – на 3,7 %.

Конфигурации отчетных характерных графиков электрической нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за зимние и летние рабочие сутки представлены на рисунке 2.3.2.

Отчетные графики электрической нагрузки за характерные сутки зимнего и летнего рабочих дней имеют устойчивую конфигурацию. Для графиков характерны два пика: утренний и вечерний, на который и приходится максимальная электрическая нагрузка за сутки. Следует отметить более выраженный утренний пик в зимние рабочие сутки по сравнению с растянутым в летние сутки.

Коэффициент неравномерности зимних графиков электрической нагрузки за рабочие сутки в 2014-2018 гг. составил 0,73-0,74.

Неравномерность летнего суточного графика электрической нагрузки в нагрузки за рабочие сутки в 2014-2018 гг. составил 0,66-0,67

На рисунке 2.3.3 представлена конфигурация годовых графиков месячных максимумов электрической нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы.

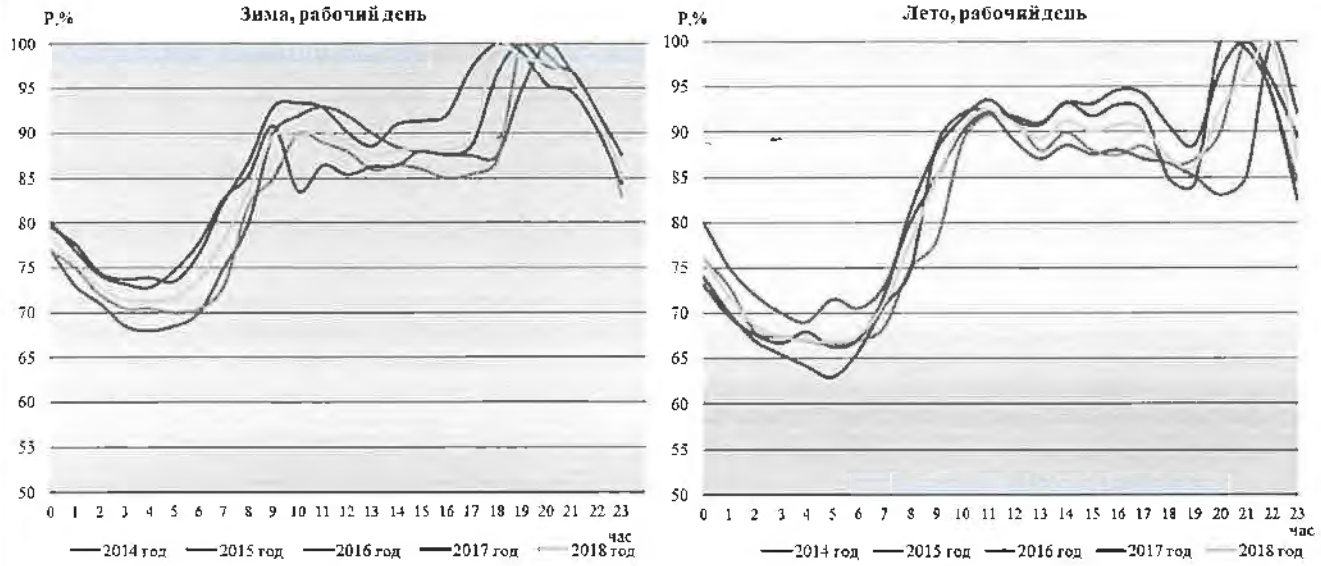


Рисунок 2.3.2 – Конфигурации зимних и летних суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг.

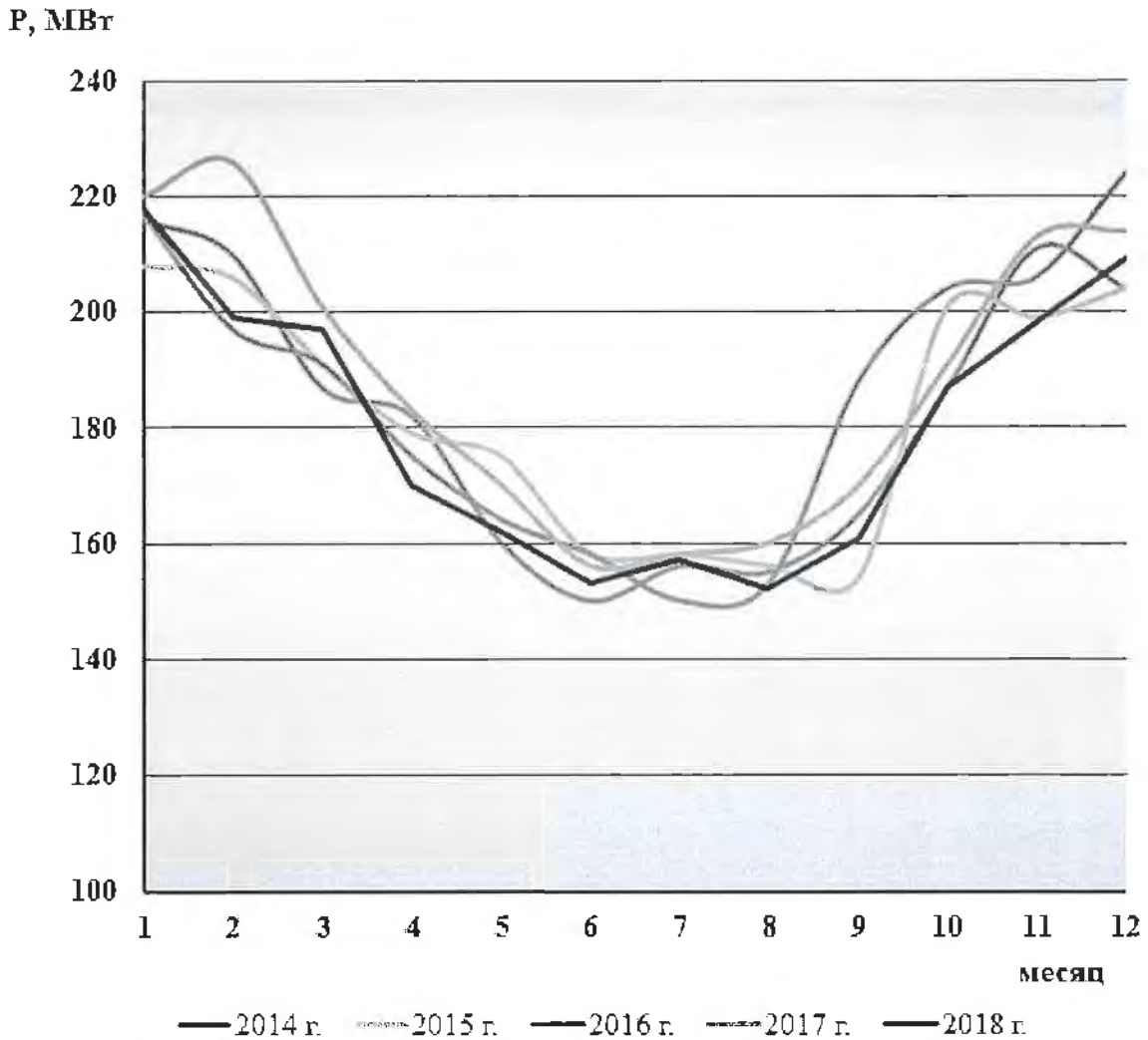


Рисунок 2.3.3 – Годовые графики месячных максимумов нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 гг.

Как видно из рисунка 2.3.3 неравномерность годового графика месячных максимумов энергосистемы достаточно низкая: летнее снижение месячных максимумов составляет 30-34 %. Это объясняется наличием в структуре электропотребления высокой доли сезонных потребителей, таких как предприятия сельского хозяйства, а также развитием курортно-туристических комплексов. Минимальные значения месячных максимумов в 2014-2018 гг. наблюдались в июне-сентябре месяцах.

2.4 Состав и структура установленной электрической мощности на электростанциях в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики

Состав электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики с указанием установленной мощности, правового статуса, места расположения и года ввода представлен в таблице 2.4.1.

Ввод в эксплуатацию генерирующего оборудования за рассматриваемый период (2014-2018 гг.) составил 146,4 МВт:

- ввод 23.12.2016 г. двух обратимых гидроагрегатов на Зеленчукской ГАЭС (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») каждый мощностью 70 МВт в генераторном и 78 МВт в насосном режиме;
- ввод в 2018 г. (подписан акт о приемке в эксплуатацию 29.12.2017 г.) МГЭС «Большой Зеленчук» (ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал») установленной мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт);
- ввод в 2015 г. на Мини-ТЭЦ (собственник ООО «Генерация») в городе Черкесске дополнительно двух газопоршневых агрегатов мощностью 2 МВт каждый (прирост мощности ТЭЦ 4 МВт);
- ввод Новокарачаевской МГЭС (собственник ЗАО «Фотон») мощностью 1,2 МВт (два гидроагрегата по 0,6 МВт) в 2014 году.

Таблица 2.4.1 – Состав электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование электростанций	Генерирующая компания	Место расположения	Установленная мощность на 01.01.2019г, *МВт*	Год ввода
Гидроэлектростанции			**303,0**	
Зеленчукская ГАЭС	ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал»	Территория Зеленчукского и Карачаевского районов (р. Кубань)	300,0	1999 2001 2016
МГЭС «Большой Зеленчук»		Территория Зеленчукского района (р. Большой Зеленчук)	1,2	2018
Эшкаконская ГЭС	ООО «НИПТ» г. Нижний Новгород	Малокарачаевский район, р. Эшкакон	0,6	2009
Новокарачаевская МГЭС	ЗАО «Фотон»	Карачаевский район, п. Новый Карачай (р.Кубань)	1,2	2014
Тепловые электростанции			**26,0**	
ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесского сахарного завода»	ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод»	Ногайский район, п. Эркен-Шахар	16,0	1964
Мини-ТЭЦ г. Черкесска	ООО «Генерация»	г. Черкесск	10,0	2013 2015
Всего:			**329,0**	

Как видно из приведенных в таблице 2.4.1 данных основная часть электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики эксплуатируется не более 20 лет. Доля оборудования электростанций республики, отработавшего более 20 лет составляет 4,8 % (16 МВт, ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесского сахарного завода», введена в 1964 г.).

Вводы генерирующей мощности в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 годов представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Вводы в эксплуатацию генерирующей мощности на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг.

Наименование электростанций	Ввод мощности по годам, МВт					**Всего за 2014-2018 гг.**
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
Всего по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики, из них:	1,2	4,0	140	-		**146,4**
ТЭС, всего	-	4,0	-	-		**4,0**
Мини-ТЭЦ г. Черкесска	-	*4,0*	-	-		***4,0***
ГЭС, всего	1,2	-	140	-		**142,4**
Новокарачаевская МГЭС	*1,2*	-	-	-		***1,2***
Зеленчукская ГАЭС	-	-	*140*	-		***140***
МГЭС «Большой Зеленчук»	-	-	-	-	*1,2*	***1,2***

Кроме указанных вводов в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за период 2014-2018 гг. в результате уточнения произошло увеличение установленной мощности на 2 МВт – на ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесского сахарного завода» в п. Эркен-Шахар (увеличение мощности агрегатов №1 и №2 – с 7 до 8 МВт каждый) в 2014 году. Кроме того, после завершения капремонта в июне 2018 года в соответствии с договором ТП от 23.01.2018 г № 46/2018 и техническими условиями от 01.12.2017 № 753 выполнено технологическое присоединение энергетических установок Учкуланской МГЭС (ЗАО «Фотон»), установленной мощностью 1.0 МВт, расположенных в с. Учкулан, Карачаевского района Карачаево-Черкесской Республики. Выдача мощности Учкуланской МГЭС в энергосистему Карачаево-Черкесской Республики осуществлена на напряжении 10 кВ по ВЛ 10 кВ Ф-705 от ПС 35 кВ Учкулан.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 годах не производился.

Установленная мощность действующих электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. составила 329,0 МВт, в том числе ГЭС – 303,0 МВт (92 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (8 %). На ТЭС в качестве топлива используется природный газ.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики преобладающая доля электростанций принадлежит ПАО «РусГидро»-«Карачаево-Черкесский Филиал» и составляет 91,5 % (301,2 МВт).

Структура установленной мощности электростанций Карачаево-Черкесской Республики приведена в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 – Структура установленной мощности электростанций Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 годы*

Наименование электростанций	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Установленная мощность, всего	**183,8**	**100,0**	**187,8**	**100,0**	**327,8**	**100,0**	**327,8**	**100,0**	**329,0**	**100,0**
в т.ч.: ГЭС	161,8	88,0	161,8	86,2	301,8	92,1	301,8	92,1	303,0	92,1
Зеленчукская ГАЭС	*160*	*87,1*	*160*	*85,2*	*300*	*91,5*	*300*	*91,5*	*300*	*91,2*
МГЭС«Большой Зеленчук»	-	-	-	-	-	-	-	-	*1,2*	*0,4*
Эшкаконская ГЭС	*0,6*	*0,3*	*0,6*	*0,3*	*0,6*	*0,2*	*0,6*	*0,2*	*0,6*	*0,2*
Новокарачаевская МГЭС	*1,2*	*0,7*	*1,2*	*0,6*	*1,2*	*0,4*	*1,2*	*0,4*	*1,2*	*0,4*
ТЭС	22	12,0	26	13,8	26	7,9	26	7,9	26	7,9
ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод» в п. Эркен-Шахар	*16*	*8,7*	*16*	*8,5*	*16*	*4,9*	*16*	*4,9*	*16*	*4,8*
Мини-ТЭЦ г. Черкесска	*6*	*3,3*	*10*	*5,3*	*10*	*3,0*	*10*	*3,0*	*10*	*3,0*

*) – установленная мощность электростанций приведена на конец года.

2.5 Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы в 2014-2018 годах

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 гг. изменялась в пределах 207,7-226 МВт и фиксировалась в зимние месяцы (декабрь-февраль). В 2018 г. максимальная электрическая нагрузка энергосистемы составила 218 МВт. Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в часы зимних максимальных нагрузок в рассматриваемый период составляла 4,4-147,2 МВт. Размещение резерва мощности ОЭС Юга на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики не предусматривается.

Разрыв между установленной и располагаемой мощностью обуславливается ограниченностью гидроресурсов в зимний период, плановыми ограничениями в связи со строительством Зеленчукской ГАЭС, недостаточной тепловой нагрузкой на тепловых электростанциях, наличием конструктивных дефектов и износа оборудования. Величина ограничений располагаемой мощности в час максимальной электрической нагрузки в период 2014-2018 гг. составила 55-98 % от величины установленной мощности на час прохождения максимума.

Дефицит мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг. составлял 72,4-211,7 МВт (33-98 % от максимума потребления). Покрытие дефицита мощности энергосистемы осуществлялось за счет приема мощности из избыточной энергосистемы Ставропольского края. Ретроспективный баланс мощности Карачаево-Черкесской Республики за 2014-2018 годы приведен в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 - Фактический баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на час прохождения собственного максимума в 2014-2018 гг. *МВт*

Наименование показателей	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Дата, час прохождения максимума	31.01 19-00	09:01 18-00	20.12 18-00	16.02. 19-00	15.01. 18-00
1. Потребность					
Максимум потребления	216,1	207,7	224,3	226,0	218
Резерв и ремонт мощности	0	0	0	0	0
Итого потребность	**216,1**	**207,7**	**224,3**	**226,0**	**218,0**
2. Покрытие					
2.1. Установленная мощность, всего	**180,6**	**184,0**	**187,8**	**327,8**	**329**
в том числе: ГЭС	160,6	161,8	161,8	301,8	303
ТЭС	20,0	26,0	26,0	26,0	26
2.2. Ограничения, всего	**176,2**	**178,0**	**179,3**	**200,0**	**181,8**
в том числе: ГЭС	160,6	160,8	160,7	179,4	161,2
ТЭС	15,6	17,2	18,6	20,6	20,6
2.3. Располагаемая мощность, всего	**4,4**	**6,0**	**68,3**	**127,8**	**147,2**
в том числе: ГЭС	0,0	1,0	60,9	122,4	141,8
ТЭС	4,4	5,0	7,4	5,4	5,4
4. Нагрузка электростанций, всего	**4,4**	**6,0**	**68,3**	**126,6**	**145,6**
в том числе: ГЭС	0,0	1,0	60,9	121,2	140,2
ТЭС	4,4	5,0	7,4	5,4	5,4
5. Баланс («+» – избыток, «-» – дефицит)	**-211,7**	**-201,7**	**-156,0**	**-99,4**	**-72,4**

Производство электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 годах составляло 67,1-523,6 млн. кВт ч. Существенное снижение выработки электроэнергии в 2014 и в 2016 гг. обусловлено условиями останова Зеленчукской ГЭС для работ по подготовке ввода Зеленчукской ГАЭС, а также годовым стоком рек ниже среднемноголетних значений.

Структура производства электроэнергии на электростанциях Карачаево-Черкесской Республики приведена в таблице 2.5.2.

В структуре производства электроэнергии с 2014 гг. до 2018 г. доля ГЭС увеличилась с 6 % до 90,3 %. В 2014 году, в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища, доля ГЭС составила 6%, ТЭС – 94%. В 2018 г. на ГЭС было произведено 90,3 %, на ТЭС – 9,7 % от всей электроэнергии, выработанной на территории республики.

Таблица 2.5.2 – Структура производства электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг.

Наименование	Произведено электроэнергии на электростанциях									
	2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%
Всего	**67,1**	**100,0**	**408,7**	**100,0**	**165,4**	**100,0**	**485,9**	**100,0**	**523,6**	**100**
в т.ч. ГЭС	4,0	6,0	343,5	84,0	106,1	64,1	419,4	86,3	472,7	90,3
Зеленчукская ГАЭС	*0,9*		*335,7*		*98,4*		*410,7*		*461,1*	
Эшкаконская ГЭС	*0,7*		*0,5*		*0*		*0,4*		*1,8*	
Новокарачаевская МГЭС	*2,3*		*7,2*		*7,7*		*8,3*		*9,8*	
ТЭС	63,1	94,0	65,2	16,0	59,3	35,9	66,5	13,7	50,9	9,7
Мини-ТЭЦ г. Черкесск	*46,3*		*51,7*		*44,9*		*50,5*		*45,1*	
ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод»	*16,8*		*13,5*		*14,4*		*16,0*		*5,8*	

Баланс электроэнергии Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг. приведен в таблице 2.5.3.

Анализ приведенных в таблице 2.5.3 данных показал, что превышение потребности в электроэнергии над производством в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2015 г. и 2017 г. составило 873,7 млн. кВт.ч и 923,5 млн. кВт.ч соответственно (68% и 65,5 % от потребности). В 2014 и 2016 гг. в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища дефицит электроэнергии в энергосистеме республики достигал 1109,3-1208,5 млн. кВт.ч (87-94,7 % от потребности). В 2018 году дефицит электроэнергии энергосистемы составлял 830,7 млн. кВт.ч с учетом заряда ГАЭС (61,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии осуществлялось за счет поставок электроэнергии из энергосистемы Ставропольского края по сети 110 и 330 кВ.

Годовое число часов использования установленной мощности ТЭС в период 2014-2018 годов составляло 2281-2868 часов/год.

Таблица 2.5.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг.

Показатели	Единицы измерения	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Электропотребление	млн.кВт ч	1275,6	1282,4	1262,6	1299,1	1246,2
Заряд ГАЭС	млн.кВт ч	--	--	12,1	110,3	108,1
Итого потребность:	млн.кВт ч	**1275,6**	**1282,4**	**1274,7**	**1409,4**	**1354,3**
Производство электроэнергии, всего	млн.кВт ч	**67,1**	**408,7**	**165,4**	**485,9**	**523,6**
в т.ч. ГЭС	млн.кВт ч	4,0	343,5	106,1	419,4	472,7
ТЭС	млн.кВт ч	63,1	65,2	59,3	66,5	50,9
Баланс (дефицит (-), избыток (+)	млн.кВт ч	**-1208,5**	**-873,7**	**-1109,3**	**-923,5**	**-830,7**

2.6 Характеристика электросетевого хозяйства и режимы работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики

Электрические сети на территории Карачаево-Черкесской Республики развиваются на напряжениях 330, 110 и 35 кВ. Основными электросетевыми компаниями на территории республики, обеспечивающими функционирование электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, являются *Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга и Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго».*

На территории Республики функционируют несколько организаций, владеющих на правах собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и выполняющих функции по передаче электроэнергии.

2.6.1 Мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утвержденной «Схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Реснублики на 2019-2023 годы».

В рамках данной работы был проведен мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных «Схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы», утверждённой распоряжением Главы Карачаево-Черкесской Республики от 28.04.2018 № 107-р (далее – утвержденная СиПР КЧР).

В утвержденной СиПР КЧР предусматривался ввод в 2018 г. *малой ГЭС на реке Большой Зеленчук* установленной мощностью 1,2 МВт в составе двух гидроагрегатов мощностью по 0,6 МВт каждый. Ввод МГЭС «Большой Зеленчук» в 2018 году был выполнен (подписан акт о приемке в эксплуатацию ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский Филиал» от 29.12.2017 г.).

В утвержденной СиПР КЧР предусматривался ввод в 2018 г. *Усть-Джегутинской МГЭС* установленной мощностью 5,6 МВт в составе двух гидроагрегатов мощностью по 2,8 МВт каждый. Ввод указанной ГЭС в 2018 г. не был выполнен и данное мероприятие переносится на 2019 г.

В утвержденной СиПР КЧР в 2018 г. предусматривалась реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА. В 2018 г. данное мероприятие не было завершено. В соответствии с утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») завершение реконструкции ПС 110 кВ Южная с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 40 МВА предусматривается в 2019 году.

Далее в разделе приведены основные характеристики существующего электросетевого хозяйства напряжением 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики.

2.6.2 Электросетевые объекты напряжением 330 кВ и выше.

На территории Карачаево-Черкесской Республики функционируют объекты сети 330 кВ, входящие в состав Единой национальной электрической сети, эксплуатация которых осуществляется филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга.

ПС 330 кВ Черкесск – является основным питающим центром сети 110 кВ, от которого обеспечивается электроснабжение более половины потребителей Карачаево-Черкесской Республики. На подстанции установлены два АТ 330/110/10 кВ мощностью

по 125 МВА каждый. Максимальная суммарная нагрузка АТ в последние годы составляла 90-150 МВА. ПС 330 кВ Черкесск присоединена к энергосистеме по ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск и КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко, а также по ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.

ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск и КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко входят в состав транзита 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск – Ильенко – Баксан, по которому обеспечивается передача мощности из избыточной энергосистемы Ставропольского края в дефицитную юго-восточную зону ОЭС Юга.

ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск (введена в 2016 г.), обеспечивает выдачу мощности Зеленчукской ГАЭС при ее работе в генераторном режиме и передачу мощности на ГАЭС при ее работе в насосном режиме.

На территории Карачаево-Черкесской Республики функционирует Кубанская ГЭС-2, которая является частью каскада Кубанских ГЭС, а ее ОРУ 110 кВ – центром питания для сети 110 кВ Прикубанского района республики. Кубанская ГЭС-2 выдает свою мощность как в сеть 110 кВ, так и в сеть 330 кВ по ВЛ 330 кВ ***Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2 и ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук.***

По территории Республики также проходит ВЛ 500 кВ Центральная-Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони), по которой осуществляется параллельная работа ОЭС Юга (в частности энергосистема Республики Адыгеи и Краснодарского Края) с Грузинской энергосистемой.

Таблица 2.6.1. - Характеристики ЛЭП напряжением 330 кВ и выше, находящиеся на территории Карачаево-Черкесской Республики

№ п/п	Наименование ВЛ	Марка провода	Протяженность линии, км		Год ввода в эксплуатацию
			Всего	По территории Республики	
1.	ВЛ 500 кВ Центральная-Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони)	3хАС-300/66	408,2	179	1984
2.	ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск	2хАС-300/39	59,0	39,842	1976
3.	КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко	2хАС-300/39	71,0	27,492	2015
4.	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	2хАС-300/67	56,3	56,3	2016
5.	ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2	2хАС-300/39	75,7	3,7	1969
6.	ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук	2хАС-300/39	84,5	3,7	1969
ИТОГО ВЛ 500 кВ			408,2	179	
ИТОГО ВЛ 330 кВ			346,5	131,034	

Таблица 2.6.2- Характеристики подстанций 330 кВ, находящихся на территории Карачаево-Черкесской Республики, являющихся центрами питания сети 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Силовые трансформаторы		Год ввода подстанции в эксплуатацию
		Тип	Мощность, шт. х МВА	
1.	ПС 330 кВ Черкесск	АТ 330/110/10 кВ	1х125 1х125	1980 1982
2.	Зеленчукская ГАЭС	АТ 330/110/13,8 кВ	1х200	2016
		Блочный тр-р 330/13,8 кВ	1х200	
3.	Кубанская ГЭС-2	АТ 330/110/10 кВ	1х120 1х120	1968 1969
ИТОГО:			890	

2.6.3 Электросетевые объекты напряжением 35 и 110 кВ

Электрические сети напряжением 35 и 110 кВ эксплуатируются в основном Филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго». Кроме объектов ПАО «МРСК Северного Кавказа», на территории Карачаево-Черкесской Республики функционируют также подстанции 35 и 110 кВ других собственников, в том числе ОАО «Кавказцемент», ОАО «Недра», Филиала ПАО «РусГидро»-«Карачаево-Черкесский филиал».

Электрические сети Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» включают в себя 8 районов электрических сетей (РЭС):

- Адыге-Хабльский РЭС;
- Зеленчукский РЭС;
- Карачаевский РЭС;
- Малокарачаевский РЭС;
- Прикубанский РЭС;
- Урупский РЭС;
- Усть-Джегутинский РЭС;
- Хабезский РЭС.

Сводная информация о подстанциях и линиях электропередачи напряжением 35 и 110 кВ, функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики по состоянию на 01.01.2019 года представлена в таблицах 2.6.3, 2.6.4 и 2.6.5.

Таблица 2.6.3. - Сводная информация по подстанциям напряжением 35 и 110 кВ, функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики (на 01.01.2019 г.)

Класс напряжения, кВ	Количество подстанций, шт.	Количество трансформаторов, шт.	Установленная мощность, МВА
Подстанции Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»			
110	37	63	895,5
35	25	37	147,8
Подстанции других собственников			
110	3	6	108
35	7	10	4,18

Таблица 2.6.4 – Общая характеристика подстанций 35 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г.

Наименование	**Напряжение, кВ**		**Всего**
	110	**35**	
Общее количество подстанций, шт.	**40**	**32**	**72**
Из них эксплуатируются:			
- с одним трансформатором	11	19	30
- с одним источником питания	10	18	28
- с перегрузкой трансформаторов в режиме (n-1)	2	0	2
в том числе с перегрузкой выше 30%	0	0	0

Подстанции 110 кВ на территории Карачаево-Черкесской Республики в основном двухтрансформаторные (из 40 подстанций только 11 имеют по одному трансформатору), а их распределительные устройства имеют по две системы или секции шин, оборудованные секционными выключателями. Только один источник питания имеют 10 ПС

110 кВ, из них 8 ПС однотрансформаторные, две ПС 110 кВ имеют резервирование на напряжении 35 кВ.

Большинство подстанций 110 кВ связаны транзитными линиями электропередачи, что обеспечивает резервирование их питания и достаточно надежное электроснабжение потребителей.

Из 32 подстанций 35 кВ более половины (19 ПС, из них 5 - потребительские) имеют по одному трансформатору. Питание 18 подстанций 35 кВ обеспечивается только от одного источника, из них две подстанции (Николаевская и Первомайская) имеют два трансформатора.

Таким образом, 25 % подстанций 110 кВ и более половины подстанций 35 кВ не могут обеспечивать электроснабжение потребителей 1 и 2 категории.

Высокий износ трансформаторного и другого оборудования на подстанциях 35 и 110 кВ, а также линий электропередачи: 59% оборудования на подстанциях 110 кВ и более 75 % на подстанциях 35 кВ эксплуатируется более 30 лет. Протяженность линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме республики со сроком эксплуатации более 30 лет составляет около 55 %. Однако, оборудование подстанций находится в удовлетворительном техническое состоянии, регулярно проводятся его ремонты.

Таблица 2.6.5. - Сводная информация по ЛЭП напряжением 35 и 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго», функционирующих на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г.

Класс напряжения, кВ	Количество, шт.	Протяженность по трассе, км	Протяженность по цепям, км
110	64	1001,5	1100,9
35	31	401,4	421,8
Итого:	**95**	**1402,9**	**1522,7**

Полный перечень подстанций и линий электропередачи в сети 35 и 110 кВ Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» и других владельцев объектов сетевого хозяйства с указанием их основных характеристик на 01.01.2019 г. приведен в таблицах 2.6.6 и 2.6.7.

В Приложении Г представлена максимальная загрузка трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на подстанциях ПАО «МРСК Северного Кавказа» – «Карачаево-Черкесскэнерго» по результатам замеров режимных дней 2016-2018 годов.

Таблица 2.6.6 - Перечень действующих подстанций сети 35 и 110 кВ на территории Карачаево-Черкесской Республики

№ п/п	Наименование подстанций	Характеристики трансформаторов			
		Дисп. номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Год ввода
Подстанции Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»					
	Подстанции 110 кВ				
1.	ПС110 кВ Академическая	Т-1	25	115/11/6,6	1983
		Т-2	25	115/11/6,6	1983
2.	ПС 110 кВ Береговая	Т-1	10	115/6,6	1978
		Т-2	10	115/6,6	1978
3.	ПС 110 кВ Зеленчук	Т-1	16	115/38,5/11	1978
		Т-2	20	112/38,5/11	1954
4.	ПС 110 кВ Ильичевская	Т-1	6,3	115/11	1991
5.	ПС 110 кВ Кавказская	Т-1	6,3	115/11	1992
		Т-2	6,3	115/11	1992
6.	ПС 110 кВ Карачаевск	Т-1	16	115/11	1980
		Т-2	63	115/10,5-10,5	1984
7.	ПС 110 кВ Кош-Хабль	Т-1	6,3	115/11	1991
		Т-2	6,3	115/11	1990
8.	ПС 110 кВ Курджиново	Т-1	6,3	110/38,5/11	1964
9.	ПС 110 кВ Майская	Т-1	6,3	115/11	1982
		Т-2	6,3	115/11	1980
10.	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	10	115/6,6	1977
		Т-2	10	115/11	1983
11.	ПС 110 кВ Преградная	Т-1	25	115/38,5/6,6	1974
		Т-2	25	115/38,5/6,6	1972
12.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	25	115/38,5/6,6	1971
		Т-2	20	115/38,5/6,6	1967
13.	ПС 110 кВ Сторожевая	Т-1	6,3	110/10	1991
		Т-2	6,3	110/10	1991
14.	ПС 110 кВ Ток Москвы	Т-1	16	110/6	1979
		Т-2	10	110/35/6	1966
15.	ПС 110 кВ Усть-Джегута	Т-1	20	115/38,5/6,6	1966
		Т-2	20	112/38,5/6,3	1962
16.	ПС 110 кВ Учкекен	Т-1	16	115/38,5/11	1989
17.	ПС 110 кВ Хабез	Т-1	6,3	110/11	1976
		Т-2	6,3	115/11	1982
18.	ПС 110 кВ Цементная	Т-1	40	115/6,3-6,3	1974
		Т-2	40	115/6,3-6,3	2011
19.	ПС 110 кВ Эркен-Шахар	Т-1	10	115/38,5/6,6	1974
		Т-2	16	115/38,5/10,5	1982
20.	ПС 110 кВ Южная	Т-1	16	115/11	1987
		Т-2	40	115/10,5-10,5	2014
21.	ПС 110 кВ Горный Воздух	Т-1	2,5	115/11	2013
22.	ПС 110 кВ Головная	Т-1	6,3	115/6,6	1979
		Т-2	6,3	115/6,6	1979
23.	ПС 110 кВ БСР	Т-1	2,5	110/11	1982
24.	ПС 110 кВ Гоначхир	Т-1	10	110/11	1971

№ п/п	Наименование подстанций	Характеристики трансформаторов			
		Дисп. номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Год ввода
		Т-2	10	115/11	1987
25.	ПС 110 кВ Горная	Т-1	6,3	115/11	1990
		Т-2	6,3	115/11	1990
26.	ПС 110 кВ Заречная	Т-1	6,3	115/11	1993
27.	ПС 110 кВ Маруха	Т-1	2,5	115/11	1990
28.	ПС 110 кВ Поляна	Т-1	6,3	110/38,5/11	1968
		Т-32	2,5	35/10,5	1979
29.	ПС 110 кВ ПРП	Т-1	25	115/11-11	2005
30.	ПС 110 кВ Салихо	Т-1	2,5	110/11	1982
31.	ПС 110 кВ Сары-Тюз	Т-1	10	115/11	1981
32.	ПС 110 кВ Старокувинская	Т-1	6,3	115/35,5/11	1981
33.	ПС 110 кВ Теберда	Т-1	10	115/11	1972
34.	ПС 110 кВ Чалалы	Т-1	16	115/11	1986
		Т-2	16	115/11	1986
35.	ПС 110 кВ Садовая	Т-1	6,3	115/11	1983
		Т-2	10	115/11	1987
36.	ПС 110 кВ Кубанская	Т-1	16	115/11	1991
		Т-2	10	115/11	1997
37.	ПС 110 кВ Лунная Поляна	Т-1	40	115/38,5/11	2014
		Т-2	40	115/38,5/11	2014
	Итого:		**895,5**		
	Подстанции 35 кВ				
1.	ПС 35 кВ Архыз	Т-31	2,5	35/10,5	1976
		Т-32	4,0	35/10,5	2016
2.	ПС 35 кВ Бесленей	Т-31	2,5	35/10,5	1981
		Т-32	2,5	35/10,5	1974
3.	ПС 35 кВ Биче-Сын	Т-31	4,0	35/10,5	1988
4.	ПС 35 кВ Буково	Т-31	2,5	35/11	1985
5.	ПС 35 кВ Икон-Халк	Т-31	2,5	35/10,5	1967
6.	ПС 35 кВ Исправная	Т-31	4,0	35/10,5	1977
7.	ПС 35 кВ Кардоник	Т-31	6,3	35/11	1999
8.	ПС 35 кВ Кичи-Балык	Т-31	2,5	35/10,5	1976
		Т-32	2,5	35/10,5	1976
9.	ПС 35 кВ Конзавод	Т-31	4,0	35/11	1985
10.	ПС 35 кВ Красный-Восток	Т-31	4,0	35/11	1989
		Т-32	4,0	35/11	1989
11.	ПС 35 кВ Кубан-Халк	Т-31	4,0	35/10,5	1980
		Т-32	4,0	35/10,5	1980
12.	ПС 35 кВ Николаевская	Т-31	2,5	35/11	1987
		Т-32	2,5	35/11	1979
13.	ПС 35 кВ Новая-Джегута	Т-31	2,5	35/10,5	1980
		Т-32	2,5	35/10,5	1980
14.	ПС 35 кВ Первомайская	Т-31	4,0	35/10,5	1967
		Т-32	4,0	35/11	1982
15.	ПС 35 кВ Полевая	Т-31	2,5	35/11	1980
16.	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	Т-31	4,0	35/10,5	1974

№ п/п	Наименование подстанций	Характеристики трансформаторов			
		Дисп. номер трансформатора	Мощность, МВА	Напряжение, кВ	Год ввода
		Т-32	4,0	35/11	1993
17.	ПС 35 кВ Ратан	Т-31	4,0	35/11	1982
18.	ПС 35 кВ Терезе	Т-31	2,5	35/11	1994
		Т-32	2,5	35/10,5	1994
19.	ПС 35 кВ Учкулан	Т-31	2,5	35/10,5	1978
20.	ПС 35 кВ Худес	Т-31	2,5	35/10,5	1978
21.	ПС 35 кВ Электроизолит	Т-31	4,0	35/10,5	1984
22.	ПС 35 кВ Эльтаркач	Т-31	2,5	35/10,5	1980
23.	ПС 35 кВ Эрсакон	Т-31	6,3	35/11	1986
		Т-32	4,0	35/10,5	1983
24.	ПС 35 кВ Эшкакон	Т-31	1,6	35/10,5	1982
		Т-32	1,6	35/10,5	1987
25.	ПС 35 кВ Романтик	Т-31	16,0	36,75/10,5	2012
		Т-32	16,0	36,75/10,5	2012
	Итого:		**147,8**		
Подстанции других собственников					
	Подстанции 110 кВ				
1.	ПС 110 кВ Карьер	Т-1	10	110/6	н/д
		Т-2	16	110/6	н/д
2.	ПС 110 кВ Холодмаш	Т-1	16	115/11	н/д
		Т-2	16	115/11	н/д
3.	ПС 110 кВ Химзавод	Т-1	25	115/10,5-6,3	н/д
		Т-2	25	115/10,5-6,3	н/д
	Итого:		**108**		
	Подстанции 35 кВ				
1.	ПС 35 кВ ГАИШ	Т-31	0,63	35/0,4	н/д
		Т-32	0,63	35/0,4	н/д
2.	ПС 35 кВ АНЦ «Проект Техника»	Т-31	0,4	35/0,4	н/д
		Т-32	0,4	35/0,4	н/д
3.	ПС 35 кВ Башлаев	Т-31	0,1	35/0,4	н/д
4.	ПС 35 кВ Хубиев	Т-31	0,1	35/0,4	н/д
5.	ПС 35 кВ Батчаев	Т-31	0,1	35/0,4	н/д
6.	ПС 35 кВ ГОК	Т-31	0,63	35/6	н/д
		Т-32	0,63	35/6	н/д
7.	ПС 35 кВ Обсерватория	Т-31	0,56	35/0,4	н/д
	Итого:		**4,18**		

Таблица 2.6.7 - Перечень линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г.

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию
ЛЭП Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкессэнерго»				
	ВЛ 110 кВ			
1.	ВЛ 110 кВ ГАЭС – Береговая (Л-26)	13,7	АС-185/29	1962/2000
2.	ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27)	8,5	АС-120/19	1960/1997
3.	ВЛ 110 кВ Сторожевая – Преградная (Л-28)	28,3	АС-185/29	1961/2010
4.	ВЛ 110 кВ Карачаевск – Зеленчук (Л-29)	28,7	АС-150/24	1963/2011
5.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Кубанская (Л-29-1)	3,9	АС-95/16 АС-185/29	1999
6.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Маруха (Л-29-2)	4,9	АС-70/11	1963/1981
7.	ВЛ 110 кВ Карачаевск – Теберда (Л-30)	40	АС-95/16	1970
8.	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск (Л-31)	22,2	АС-185/29	1979
9.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Кубанская (Л-31-1)	3,9	АС-150/24	1999
10.	ВЛ 110 кВ Теберда – Горная (Л-37)	5,0	АС-120/19	1970
11.	ВЛ 110 кВ Горная – Гоначхир (Л-38)	11,2	АС-120/19	1970
12.	ВЛ 110 кВ Усть-Джегута – Кош-Хабль (Л-39)	13	АС-120/19 АС-150/24	1990
13.	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Южная (Л-42)	43,7	АС-240/39 АС-185/29	1979
14.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Головная (Л-42-1)	0,54	АС-120/19	1979
15.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Сары-Тюз (Л-42-2)	0,9	АС-150/24	1981
16.	ВЛ 110 кВ ГАЭС – ГЭС-1 (Л-46)	12,3	АС-185/29	1964/2009
17.	ВЛ 110 кВ ГЭС-1 – ГЭС-2 (Л-47)	8,1	АС-185/29	1962/1992
18.	ВЛ 110 кВ Карачаевск – Поляна (Л-58)	37,15	АС-120/19 АС-185/29	2007
19.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Горный Воздух (Л-58-1)	1,066	АС-120/19	2013
20.	ВЛ 110 кВ Преградная – Курджиново (Л-81)	23,6	АС-150/24	1964/2011
21.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Салихо (Л-81-1)	2,5	АС-120/19	1982
22.	ВЛ 110 кВ Курджиново – Псебай (Л-91)	9,5/12,0*	АС-150/24 АС-120/19*	1967/2011
23.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Сторожевая (Л-92)	15,5	АС-120/19	1973
24.	ВЛ 110 кВ Эркен Шахар – Старокувинская (Л-94)	17	АС-95/16 АС-120/19	1990
25.	ВЛ 110 кВ Северная – Южная (Л-95)	13,0	АС-185/29	1967
26.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Холодмаш (Л-95-1)	0,7	АС-185/29	1978
27.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Химзавод (Л-95-2)	0,04	АС-185/29	1982
28.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Джогонасс (Л-95-3)	0,3	АС-185/29	2005
29.	ВЛ 110 кВ Ильичевская – Бекешевкая (Л-96)	20,3	АС-185/29	1970/2013
30.	ВЛ 110 кВ Северная – Черкесск (Л-97)	11,8	АС-185/29	1972
31.	ВЛ 110 кВ Южная – Цементная (Л-98)	15,1	АС-185/29	1972
32.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Карьер (Л-98-1)	0,42	АС-70/11	1972
33.	ВЛ 110 кВ Южная – Усть-Джегута (Л-99)	13,6	АС-185/29	1991/1997/2012
34.	ВЛ 110 кВ Черкесск – Ильичевская (Л-100)	11,3	АС-185/29	1989
35.	ВЛ 110 кВ Садовая – Эркен-Шахар (Л-125)	16,0	АС-185/29	1989
36.	ВЛ 110 кВ отпайка на Заречная (Л-125-1)	10,55	АС-120/19	1992

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Протя-женность по цепям, км	Марка про-вода	Год ввода в эксплуа-тацию
37.	ВЛ 110 кВ Кавказская – Северная (Л-126)	21,8	АС-185/29	1962/1992
38.	ВЛ 110 кВ Кош-Хабль – Хабез (Л-127)	16,2 0,2	АС-150/24 АС-120/19	1990
39.	ВЛ 110 кВ Хабез – Зеленчук (Л-128)	21,4	АС-120/19 АС-150/24	1960/2009
40.	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	18,6	АС-185/29	1981
41.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Зеленчукская ГАЭС (Л-144)	31,4	АС-150/24	1981
42.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС БСР (Л-144-1)	1,0	АС-70/11	1981
43.	ВЛ 110 кВ Майская – Октябрьская (Л-146)	9,76	АС-185/29	1979
44.	ВЛ 110 кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	9,1	АС-185/29	1977/1992
45.	ВЛ 110 кВ Новая Деревня – Эркен-Шахар (Л-200)	28,7	АС-185/29	1959/1994
46.	ВЛ 110 кВ Черкесск – Цементная (Л-216)	12,2	АС-185/29	1982
47.	ВЛ 110 кВ Южная – Черкесск (Л-217)	4,4	АС-185/29	1970
48.	ВЛ 110 кВ Черкесск–Ток Москвы с отпайками (Л-218)	26,3	АС-240/39 АС-185/29	1972
49.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Карьер (Л-218-1)	0,4	АС-70/11	1972
50.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Головная (Л-218-2)	0,4	АС-120/24	1979
51.	ВЛ 110 кВ Северная – Химзавод (Л-220)	1,7	АС-185/29	1982
52.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Академическая	31,36	АС-150/24	2015
53.	ВЛ 110 кВ Черкесск – Зеленчук	59,0	АС-150/24	2015
54.	ВЛ 110 кВ Академическая - Невинномысская ГРЭС (Л-222)	95	АС-185/29	1987
55.	ВЛ 110 кВ Академическая – Чапалы (Л-223)	17,8	АС-120/24	1986
56.	ВЛ 110 кВ Академическая – Чапалы (Л-224)	17,9	АС-120/24	1986
57.	ВЛ 110 кВ Береговая – Кавказская (Л-226)	8,6	АС-185/29	1962
58.	ВЛ 110 кВ Садовая – Северная (Л-228)	10,9	АС-185/29	1982/2010
59.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Лунная Поляна (Л-229)	54,1	АС-150/24	2015
60.	ВЛ 110 кВ Зеленчук – Лунная Поляна (Л-230)	54,1	АС-150/24	2015
61.	ВЛ 110 кВ Бекешевская – Учкекен (Л-243)	31,9	АС-185/29	1970/2011
62.	ВЛ 110 кВ Суворовская – Боргустан (Л-245)	21,4	АС-185/29	1993
63.	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Суворовская (Л-247)	13,8	АС-185/29	1983/2012
64.	ВЛ 110 кВ Учкекен – Зеленогорская (Л-252)	13,2	АС-185/29	1970/2011
	ВЛ 35 кВ			
1.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Буково (Л-93)	29,1	АС-150/24	1967
2.	ВЛ 35 кВ Буково – Архыз (Л-193)	24,3	АС-150/24	1975
3.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Учкекн (Л-324)	15,9	АС-70/11	1967/2011
4.	ВЛ 35 кВ отпайка на п/ст Конзавод (Л-324-1)	0,6	АС-70/11	1967
5.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Кичи Балык (Л-325)	17,4	АС-95/16	1969/2013
6.	ВЛ 35 кВ Кичи Балык – Г.А.С. (Л-326)	7,4	АС-70/11	1969/2013
7.	ВЛ 35 кВ Кичи Балык – Биче Сын (Л-327)	34	АС-70/11	1977
8.	ВЛ 35 кВ Биче-Сын – Поляна (Л-328)	30,1	АС-70/11	1978
9.	ВЛ 35 кВ Поляна – Учкулан (Л-329)	11,5	АС-70/11	1978/2010
10.	ВЛ 35 кВ Беломечетская – Георгиевская (Л-602)	11,5	АС-70/11	1972
11.	ВЛ 35 кВ Эркен Шахар – Кубан-Халк (Л-605)	5,8	АС-70/11	1975
12.	ВЛ 35 кВ Эркен Шахар – Икон Халк (Л-606)	12,8	АС-95/16	1971
13.	ВЛ 35 кВ отпайка на п/ст Кубан-Халк (Л-606-1)	2,7	АС-95/16	1971
14.	ВЛ 35 кВ Эркен Шахар – Беломечетская (Л-607)	8,7	АС-70/11	1972
15.	ВЛ 35 кВ Псаучье Дахе – Бесленей (Л-608)	12	АС-70/11	1974

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Протя-женность по цепям, км	Марка про-вода	Год ввода в эксплуа-тацию
16.	ВЛ 35 кВ Кубан-Халк – Полевая (Л-609)	5,2	АС-70/11	1980
17.	ВЛ 35 кВ Усть-Джегута – Новая Джегута (Л-610)	12,1	АС-95/16	1989
18.	ВЛ 35 кВ Усть-Джегута – Красный Восток (Л-612)	22,2	АС-70/11	1968
19.	ВЛ 35 кВ отпайка на п/ст Эльтаркач (Л-612-1)	0,3	АС-70/11	1979
20.	ВЛ 35 кВ Усть Джегута – Николаевская (Л-613)	15,3	АС-70/11	1979
21.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Электроизолит (Л-614)	8,4	АС-70/11	1974
22.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Кардоникская (Л-615)	8	АС-50/9	1974
23.	ВЛ 35 кВ Зеленчукская – Казачья (Л-616)	4,8	АС-70/11	1976
24.	ВЛ 35 кВ Старокувинская – Бесленей (Л-617)	12,2	АС-70/11	1981
25.	ВЛ 35 кВ Старокувинская – Эрсакон (Л-618)	11,3	АС-95/16	1979
26.	ВЛ 35 кВ Учкекен – Эшкакон (Л-619)	11,5	АС-70/11	1982
27.	ВЛ 35 кВ Казачья – Исправная (Л-620)	23,8	АС-70/11	1976/1983
28.	ВЛ 35 кВ Новая Деревня – Эрсакон (Л-623)	19,3	АС-95/16	1980
29.	ВЛ 35 кВ Терезе – Красный Восток (Л-624)	10,7	АС-95/16	1988
30.	ВЛ 35 кВ Икон Халк – Псаучье Дахе (Л-627)	8,5	АС-95/16	1971
31.	ВЛ 35 кВ Эшкакон – Терезе (Л-628)	10	АС-95/16	1988
ВЛ других собственников				
	ВЛ 35 кВ			
1.	ВЛ 35 кВ Лунная Поляна – Романтик (левая) (Л-629)	7,2	АС-240/32	2013
2.	ВЛ 35 кВ Лунная Поляна – Романтик (правая) (Л-630)	7,2	АС-240/32	2013
3.	ВЛ 35 кВ Преградная – ГОК (левая) (Л-625)	н/д		
4.	ВЛ 35 кВ Преградная – ГОК (правая) (Л-626)	н/д		

Примечание: *) – участок ВЛ 110 кВ по территории Краснодарского края

2.6.4 Внешние электрические связи энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики имеет внешние электрические связи с энергосистемой Ставропольского края и энергосистемой Краснодарского края и Республики Адыгея по четырем ВЛ 330 кВ, восьми ВЛ 110 кВ и трем ВЛ 35 кВ. Перечень ВЛ 35, 110 и 330 кВ по которым осуществляются внешние электрические связи энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики представлены в таблице 2.6.8.

Таблица 2.6.8 - Внешние электрические связи энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Наименование линий электропередачи	Протяженность, км
С энергосистемой Ставропольского края			
1.	330	ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск	59
2.	330	ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2	75,7
3.	330	ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук	84,5
4.	330	КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко	71
5.	110	ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Академическая (Л-222)	95
6.	110	ВЛ 110 кВ Эркен-Шахар – Новая Деревня (Л-200)	28,7
7.	110	ВЛ 110 кВ ГЭС-2 – Т-302 (Л-49)	12,35
8.	110	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Суворовская (Л-247)	13,8
9.	110	ВЛ 110 кВ Ильичевская – Бекешевская (Л-96)	20,3
10.	110	ВЛ 110 кВ Бекешевская – Учкекен (Л-243)	31,9
11.	110	ВЛ 110 кВ Зеленогорская – Учкекен (Л-252)	13,2
12.	35	ВЛ 35 кВ Новая Деревня – Эрсакон (Л-623)	19,3
13.	35	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Учкекн (Л-324)	15,9
14.	35	ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Кичи-Балык (Л-325)	17,4
15.	35	ВЛ 35 кВ Эркен-Шахар – Бесломечетская (Л-607)	8,7
С энергосистемой Краснодарского края и Республики Адыгея			
1.	110	ВЛ 110 кВ Курджиново – Псебай (Л-91)	9,5

3 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Анализ балансовой ситуации на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики показал, что на протяжении рассматриваемого ретроспективного периода баланс мощности и баланс электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики складывался с дефицитом. Превышение потребности в электроэнергии над производством в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2015 г. и 2017 г. составило 873,7 млн. кВт.ч и 923,5 млн. кВт.ч соответственно (68% и 65,5 % от потребности). В 2014 и 2016 гг. в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища дефицит электроэнергии в энергосистеме республики достигал 1109,3-1208,5 млн. кВт.ч (87-94,7 % от потребности). В 2018 году дефицит электроэнергии энергосистемы составлял 830,7 млн. кВт.ч с учетом заряда ГАЭС (61,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии осуществлялось за счет поставок электроэнергии из энергосистемы Ставропольского края по сети 110 и 330 кВ.

Карачаево-Черкесская Республика обладает большим гидроэнергетическим потенциалом. До 1964 года на территории республики работало до двадцати малых ГЭС, которые стояли на Кубани, Большом Зеленчуке, Теберде, Аксауте, Марухе и.т.д., однако, в период глобализации в СССР, эти малые ГЭС были разрушены. На сегодняшний день, когда удорожание природных ресурсов – газа, нефти, угля ведет к постоянному росту тарифов на электроэнергию, становиться особенно актуальным вопрос использования возобновляемых источников электроэнергии. Изучено створов рек для строительства 30 малых ГЭС, начато проектирование трех малых ГЭС на существующих водозаборных сооружениях Зеленчукских ГЭС. Общий неиспользуемый гидроэнергетический потенциал малых ГЭС Карачаево-Черкесской Республики оценивается в 100-110 МВт и 480-500 млн. кВт.ч в год.

В энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики высокий износ трансформаторного и другого оборудования на подстанциях 35 и 110 кВ, а также линий электропередачи. Число трансформаторов на подстанциях 110 кВ, срок эксплуатации которых превышает 30 лет, составляет 41 единица из 69 (что составляет 59% от общего числа трансформаторов данного класса), в том числе срок эксплуатации 7 трансформаторов превысил 50 лет. На подстанциях 35 кВ количество трансформаторов со сроком службы, превышающим 30 лет составляет 29 шт. из 37 (более 78 %).

Протяженность линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме республики со сроком эксплуатации 30 лет и менее составляет 668 км (44,1 %), 31-40 лет – 523,1 км (34,5 %), 41-50 лет – 277,4 км (18,4 %) и 51 год и более эксплуатируются 78,4 км (5,1 %).

Однако, оборудование подстанций и линий электропередачи находится в удовлетворительном техническом состоянии, регулярно проводятся его ремонты.

Анализ максимальной загрузки трансформаторов в последние годы (2016-2018 гг.), см. Приложение Г, показал, что с учетом завершения реконструкции ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора мощностью 16 МВА на 40 МВА в 2019 году, в Карачаево-Черкесской Республики останется только одна ПС 110 кВ на которой возможна перегрузка существующих трансформаторов. Так на ПС 110 кВ Северная в 2016-2018 г.

при достигнутой нагрузке подстанций был возможен перегруз трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА в аварийном режиме (при отключении трансформатора Т-1).

В настоящее время на ПС 110/35/6 Северная установлены два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью Т-1 25 МВА и Т-2 20 МВА. Срок эксплуатации трансформаторов на 01.01.2019 года составил для Т-1 49 и для Т-2 52 года. Трансформаторы отработали нормативный срок службы, при этом износ оборудования составил 196 % и 208 % соответственно.

Подробно мероприятия по приведению установленной мощности трансформаторов на подстанциях энергосистемы республики в соответствие с их максимальной нагрузкой рассмотрены в разделе 4.3.2 «Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах».

4 ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ В ПЕРИОД 2020-2024 ГОДЫ

4.1 Прогноз нотребления электроэнергии и мощности на территорни Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.

Прогнозные показатели потребления электроэнергии для «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы» соответствуют базовому варианту прогноза спроса на электроэнергию для энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики приведенному в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы».

4.1.1 Прогноз нотребления электроэнергии и мощности на территории Карачаево-Черкесской Реснублики с выделением крупных потребителей и инвестиционных проектов.

Величины планируемой к присоединению к энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики максимальной мощности энергопринимающих устройств в 2020-2024 гг. в соответствии с выданными техническими условиями и заключенными договорами на технологическое присоединение по наиболее крупным потребителям (максимальная присоединяемая нагрузка больше 0,5 МВт) с указанием годов ввода объектов и центров питания приведены в таблице 4.1.1.

Прогнозируемое по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики увеличение спроса на электроэнергию в первую очередь будет определяться развитием туристско-рекреационного комплекса (ТРК) «Архыз» - освоением второго курортного поселка «Лунная поляна» и запуском четырех объектов горнолыжной инфраструктуры. Первый поселок курорта («Романтик») запущен в 2014 году. Ввод в эксплуатацию энергопринимающих устройств, с максимальной мощностью Заявителя 23,4 МВт (в том числе ранее присоединённая мощность на момент подписания ТУ – 2 МВт) предполагалось выполнить в несколько этапов с окончанием в 2020 году (ТУ на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Курорты Северного Кавказа» №520р от 30.11.2015г.). Однако, согласно акту о технологическом присоединении ввод в эксплуатацию объектов по данному ТУ был завершён 25.04.2017г.

Кроме того, на территории республики намечается рост жилищного строительства -застройка нового микрорайона в северной части г. Черкесска (ТУ от 11.09.2018 г. №802р с изменениями от 25.01.2019 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» максимальной мощностью 29,05 МВт и Договор на технологическое присоединение (ДТП) № 59/2019 от 18.03.2019г, ввод предусмотрен в 2021 году), а также создание технологического парка в Усть-Джегутинском районе (ТУ от 07.09.2016 г. №611р на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств ООО «Строитель» максимальной мощностью 31,5 МВт, ДТП не заключен, ввод предусмотрен в 2019 году), строительство сельскохозяйственных комплексов в Прикубанском (ТУ от 19.03.2018 г. №779 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств плодо-

хранилища КФК «Мичуринский» максимальной мощностью 5,0 МВт, ДТП не заключен, ввод предусмотрен в 2019 году) и Предгорном (ТУ от 19.09.2018 г. №804 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств тепличного комплекса ООО «Мир» максимальной мощностью 2,5 МВт, ДТП №51/2019 от 05.03.2019 г., ввод предусмотрен в 2021 году) районах. В Карачаевском районе в п. Домбай планируется строительство объектов культурно-развлекательного назначения (ТУ от 24.09.2018 г. №805 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» с увеличением максимальной мощности энергопринимающих устройств объектов культурно-развлекательного назначения ООО «Канатные дороги Домбая», максимальной мощностью 2,252 МВт, ДТП не заключен, ввод предусмотрен в 2019 году).

Прогнозная динамика электропотребления по существующим крупным потребителям приведена в таблице 4.1.2.

В таблице 4.1.3 представлены основные показатели перспективных режимов электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики.

Таблица 4.1.1 – Перечень крупных потребителей, подключаемых к энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 годах

№ п/п	Наименование потребителей	РЭС	Pmax,, МВт	tgφ	Основное назначение объекта присоединения	Точки подключения (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации Ссылка на ТУ	Примечание
1	ООО «Софийский ледник»	Зеленчукский	1,0	0,4	Цех по розливу воды в п. Архыз	ПС 110 кВ Лунная Поляна	2021	ТУ на ТП № 578 от 31.05.2016 ДТП №180/2017 от 12.04.2017г	
2	ООО «Газпроминвест-газификация»	Хабезский	0,74	0,4	Физкультурно-оздоровительный комплекс в а.Хабез	ПС 110 кВ Хабез	2021	ТУ на ТП №598, от 01.08.2016г. ДТП №186/2017 от 19.04.2017г;	См. Приложение Л-7
3	ООО «Строитель»	Усть-Джегутинский	31,5	0,4	Технопарк по производству строительных материалов	Новая ПС 110 кВ Технопарк	2019	ТУ на ТП №611р от 07.09.2016г Договор ТП – не заключен	См. Приложение Л-8
4	ООО «Шанс»	г. Черкесск	29,05	0,4	Строительство жилья и инфраструктуры северного микрорайона г.Черкесска	Новая ПС 110 кВ Свобода	2021	ТУ на ТП №802р от 11.09.2018г., с изм. №1 в ТУ на ТП №802р от 25.01.2019г. ДТП № 59/2019 от 18.03.2019г.	См. Приложение Л-4, Л-5
5	ООО КФК «Мичуринский»	Прикубанский р-н	5,0	0,4	Строительство плодохранилища	ПС 110кВ Кавказская	2019	ТУ на ТП №779 от 19.03.2018г. Договор ТП – не заключен	См. Приложение Л-11
6	ООО «Канатные дороги Домбая»	п. Домбай, Карачаевского р-на	2,252	0,4	Строительство объектов культурно-развлекательного назначения (канатные дороги)	ПС 110кВ Гоначхир	2019	ТУ на ТП №805 от 24.09.2018г. Договор ТП – не заключен	См. Приложение Л-13
7	ООО «Мир»	Предгорный р-н	2,5	0,4	Тепличный комплекс	ПС 35кВ Конзавод	2021	ТУ на ТП №804 от 19.09.2018г. ДТП № 51/2019 от 05.03.2019	См. Приложение Л-12

Таблица 4.1.2. - Динамика изменения показателей электропотребления по существующим крупным потребителям на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период до 2024года

Наименование потребителя	единица измерения	прогноз по годам					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
ЗАО "Ставропольский бройлер"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
возможное увеличение мощности	МВт	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910
ОАО "Хабезский гипсовый завод"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	4,298	4,298	4,298	4,298	4,298	4,298
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731	0,731
возможное увеличение мощности	МВт	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130
ОАО Племрепродуктор "Зеленчукский"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	2,277	2,277	2,277	2,277	2,277	2,277
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
возможное увеличение мощности	МВт	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
САО РАН							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	4,557	4,557	4,557	4,557	4,557	4,557
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593
возможное увеличение мощности	МВт	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705
ООО "Ставропольский птицекомплекс"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022	1,022
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160
возможное увеличение мощности	МВт	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
ООО АК Дервейс							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	19,523	19,523	19,523	19,523	19,523	19,523
максимальная потребляемая мощность	МВт	2,858	2,858	2,858	2,858	2,858	2,858
возможное увеличение мощности	МВт	9,267	9,267	9,267	9,267	9,267	9,267
"Кубанские очистные сооружения водоснабжения"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,983	1,983	1,983	1,983	1,983	1,983
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353
возможное увеличение мощности	МВт	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980
ООО "Карачаево-Черкесский завод силикатного кирпича"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
возможное увеличение мощности	МВт	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373
ЗАО "Усть-Джегутинский гипсовый комбинат им.Р.А.Джанибекова							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,898	1,898	1,898	1,898	1,898	1,898
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343
возможное увеличение мощности	МВт	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029	2,029

Наименование потребителя	единица измерения	прогноз по годам					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
ООО " Селена - Химволокно"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536
возможное увеличение мощности	МВт	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445
Известняк ЗАО							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	5,676	5,676	5,676	5,676	5,676	5,676
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012
возможное увеличение мощности	МВт	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373	6,373
Селеста							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
возможное увеличение мощности	МВт	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
У-Д ФФГБУ УМЗ и СХВ ПО КЧР							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	6,489	6,489	6,489	6,489	6,489	6,489
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,883	0,883	0,883	0,883	0,883	0,883
возможное увеличение мощности	МВт	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376
ОАО "Карачаево-Черкесский сахарный завод"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	2,690	2,690	2,690	2,690	2,690	2,690
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387
Возможное увеличение мощности	МВт	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
ОАО Агрокомбинат "Южный"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,661	1,661	1,661	1,661	1,661	1,661
возможное увеличение мощности	МВт	20,218	20,218	20,218	20,218	20,218	20,218
ЗАО "Урупский ГОК"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	42,732	42,732	42,732	42,732	42,732	42,732
максимальная потребляемая мощность	МВт	5,504	5,504	5,504	5,504	5,504	5,504
возможное увеличение мощности	МВт	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14	15,14
ОАО РАПП "КАВКАЗ МЯСО"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223
возможное увеличение мощности	МВт	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
ОАО "КАСКАД"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
возможное увеличение мощности	МВт	5,472	5,472	5,472	5,472	5,472	5,472
ЗАО "Карачаево-Черкесский мукомол"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
максимальная потребляемая мощность	МВт	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
возможное увеличение мощности	МВт	6,484	6,484	6,484	6,484	6,484	6,484
ЗАО "Недра"							

Наименование потребителя	единица измерения	прогноз по годам					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	9,576	9,576	9,576	9,576	9,576	9,576
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688
возможное увеличение мощности	МВт	6,300	6,300	6,300	6,300	6,300	6,300
ЗАО "Кавказцемент" *							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	113,9	36,85	36,85	36,85	36,85	36,85
максимальная потребляемая мощность	МВт	25,95	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
возможное увеличение мощности	МВт	38,900	38,900	38,900	38,900	38,900	38,900
ОАО "Курорты Северного Кавказа"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	10,207	10,207	10,207	10,207	10,207	10,207
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
возможное увеличение мощности	МВт	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
АО "Черкесские городские электрические сети"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	278,744	278,744	278,744	278,744	278,744	278,744
максимальная потребляемая мощность	МВт	40,484	40,484	40,484	40,484	40,484	40,484
возможное увеличение мощности	МВт	62,756	62,756	62,756	62,756	62,756	62,756
ОАО "Карачаевск-Теплоэнерго" г. Карачаевск							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	48,231	48,231	48,231	48,231	48,231	48,231
максимальная потребляемая мощность	МВт	5,652	5,652	5,652	5,652	5,652	5,652
возможное увеличение мощности	МВт	21,340	21,340	21,340	21,340	21,340	21,340
ООО "ЭнергосетьЮга"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	10,226	10,226	10,226	10,226	10,226	10,226
максимальная потребляемая мощность	МВт	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367
возможное увеличение мощности	МВт	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
ОАО "Оборонэнерго"							
потребление электроэнергии, всего	млн.кВт.ч	22,795	22,795	22,795	22,795	22,795	22,795
максимальная потребляемая мощность	МВт	2,548	2,548	2,548	2,548	2,548	2,548
возможное увеличение мощности	МВт	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
другие потребители	млн.кВт.ч	150,258	150,258	150,258	150,258	150,258	150,258

Примечание: * - по информации АО «Карачаево-Черкесскэнерго» электроснабжение потребителей ЗАО «Кавказцемент" планируется от собственной генерации, без выдачи электроэнергии во внешнюю сеть, и прогнозом потребления на 2020 г. электроэнергии в размере 36,85 млн.кВтч и максимальной мощности 8,4 МВт из внешней сети (см. Приложение Л-16). Ввод собственной генерации установленной мощностью 25,218 МВт (две ГПЭУ мощностью по 7,744 МВт и одна ГПЭУ мощностью 9,73 МВт) планируется осуществить в 2019 г. (ТУ от 19.06.2018 г. №778р с изменениями от 21.12.2018 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств и энергетических установок АО «Кавказцемент» максимальной мощностью энергопринимающих устройств 38,9 МВт и максимальной (установленной) мощностью объекгов по производству электроэнергии 25,218 МВт, ввод предусмотрен в 2019 году). ТУ на ТП с изменениями №1 приведены в Приложении Л-14 и Л-15.

Таблица 4.1.3 - Основные показатели электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

Название показателя	Факт		Прогноз					
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	**1409,4**	**1354,3**	**1413,5**	**1435,2**	**1449,8**	**1467,9**	**1486,1**	**1508,5**
Темп роста, %	*2,9*	*-3,9*	*4,3*	*1,5*	*1,0*	*1,2*	*1,2*	*1,5*
В том числе заряд Зеленчукской ГАЭС, млн.кВт.ч	110,3	108,1	142	142	142	142	142	142
Электропотребление без учета потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, млн. кВт.ч	1299,1	1246,2	1271,5	1293,2	1307,8	1325,9	1344,1	1366,5
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы, МВт	**226**	**218**	**226**	**230**	**233**	**236**	**239**	**242**
Темп роста, %	*1,3*	*-3,5*	*3,7*	*1,8*	*1,3*	*1,3*	*1,3*	*1,3*
Число часов использования максимальной электрической нагрузки с учетом потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, час/год	6236	6212	6254	6240	6222	6220	6218	6233

В период 2019 – 2024 гг. учитывается потребление электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС. Заряд ГАЭС будет осуществляться в ночные часы суток с потреблением мощности до 150 МВт и электроэнергии до 142 млн. кВт.ч в год.

Электропотребление по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики характеризуется низкими годовыми темпами прироста на протяжении всего прогнозного периода. Среднегодовой прирост электропотребления за 2019-2024 годы составит 1,8 %, что сравнимо с среднегодовым приростом по ОЭС Юга (1,4 %). К концу прогнозного периода к 2024 г. доля энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в общем электропотреблении ОЭС Юга составит 1,35 %.

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики к 2024 году прогнозируется на уровне 242 МВт. По сравнению с фактическим значением 2018 года (218 МВт) максимум нагрузки увеличится на 24 МВт или на 11 %. Среднегодовой прирост нагрузки за период 2020-2024°гг. составит 1,37 %. Рост максимальной электрической нагрузки ожидается в основном за счет роста потребления мощности в сфере услуг и домашнего хозяйства, и жилищного строительства.

Так как к 2024 году в структуре электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики не прогнозируется существенных изменений, то и конфигурация прогнозных суточных графиков электрической нагрузки сохранится на отчетном уровне. Потребление мощности и электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС в ночное время предполагается от крупных электростанций ОЭС Юга (ТЭС и АЭС).

В таблице 4.1.4 приведена нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в характерные периоды года и суток, прогнозируемая в 2019-2024 гг.

При определении нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум коэффициент неравномерности зимних графиков электрической нагрузки за рабочие сутки в период 2020-2024 гг. принят равными 0,75, летняя макси-

мальная и летняя минимальная нагрузка выходного дня энергосистемы определена равной 0,725 и 0,46 соответственно от нагрузки в зимний максимум.

Таблица 4.1.4 - Нагрузка Карачаево-Черкесской энергосистемы в характерные периоды года и суток в 2019-2024 гг.

Наименование	2019г.	2020г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Нагрузка энергосистемы, МВт						
Зимний максимум	226	230	233	236	239	242
Зимний минимум, всего	319	322	324	326	328	331
в т.ч. нагрузка потребителей	*169*	*172*	*174*	*176*	*178*	*181*
заряд ГАЭС	*150*	*150*	*150*	*150*	*150*	*150*
Летний максимум	164	167	169	171	173	175
Летний минимум, всего	255	257	258	259	261	262
в т.ч. нагрузка потребителей	*105/89*[1]	*107/91*[1]	*108/92*[1]	*109/93*[1]	*111/94*[1]	*112/95*[1]
заряд ГАЭС	*150*	*150*	*150*	*150*	*150*	*150*

Примечание:

Нагрузка энергосистемы приведена дробью: в числителе – летний минимум рабочего дня, в знаменателе – летний минимум выходного дня.

4.1.2 Электрические нагрузки подстанций 35 и 110 кВ в 2020 и 2024 гг.

Детализация прогнозируемого электропотребления в республике анализировалась в соответствии с выданными техническими условиями и заключенными договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

Перспективные расчетные электрические нагрузки по подстанциям 110 кВ и выше на 2020 и 2024 годы были определены на основании данных о существующей загрузке центров питания в Карачаево-Черкесской энергосистеме по результатам контрольных замеров 2016-2018 г.г., а также информации по заключенным на момент выполнения работы договорам на технологическое присоединение.

Информация о величине запрашиваемой мощности в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» по Карачаево-Черкесской Республике представлена по наиболее крупным потребителям в таблице 4.1.1.

Электрические нагрузки на шинах 6-10 кВ подстанций 35-110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики фактические в день контрольного замера 19.12.2018 г. и прогнозируемые в зимний и летний максимум и минимум нагрузок 2020, 2024 гг. представлены в таблице 4.1.5.

Летние минимальные расчетные электрические нагрузки подстанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 2020 и 2024 гг. приведены для минимума выходного дня.

В таблице 4.1.6 приведена загрузка трансформаторов на подстанциях 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики фактическая в день контрольного замера 19.12.2018 г. и прогнозируемая в зимний максимум 2020 г. и 2024 г., в нормальной схеме и при отключении одного из трансформаторов.

Таблица 4.1.5 – Электрические нагрузки на шинах 6-10 кВ подстанций 35-110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики фактические в день контрольного замера 19.12.2018 г. и прогнозируемые в зимний и летний максимум и минимум нагрузок 2020, 2024 гг.

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции	Фактическая максимальная нагрузка ПС (в зимний режимный день 19.12.18), Pmax., МВт	Суммарное увеличение нагрузки в 2019-2024г., Р, МВт		Режим 2020 г								Режим 2024 г							
					Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум		Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
			По заявкам	С учетом K_c	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр
	ПС 110 кВ																			
1	ПС 110 кВ Заречная	4,08	0,718	0,287	4,37	1,96	3,28	1,47	3,14	1,41	2,01	0,91	4,37	1,96	3,28	1,47	3,14	1,41	2,01	0,91
2	ПС 110 кВ Ильичевская	1,26	0,074	0,030	1,29	0,58	0,97	0,44	0,93	0,42	0,59	0,27	1,29	0,58	0,97	0,44	0,93	0,42	0,59	0,27
3	ПС 110 кВ ПРП	3,85	0,015	0,006	3,86	1,73	2,89	1,30	2,78	1,25	1,78	0,80	3,86	1,73	2,89	1,30	2,78	1,25	1,78	0,80
4	ПС 110 кВ Северная	20,98	0,20	0,080	21,06	5,61	15,80	4,20	15,16	4,04	9,70	2,58	21,06	5,61	15,80	4,20	15,16	4,04	9,70	2,58
5	ПС 110 кВ Южная	19,45	0,014	0,006	19,45	8,17	14,58	6,13	14,00	5,88	8,96	3,77	19,45	8,17	14,58	6,13	14,00	5,88	8,96	3,77
6	ПС 110 кВ Головная	1,52	0,173	0,069	1,59	0,70	1,19	0,52	1,14	0,50	0,73	0,32	1,59	0,70	1,19	0,52	1,14	0,50	0,73	0,32
7	ПС 110 кВ Ток Москвы	9,06	0,086	0,034	8,12	3,64	6,09	2,73	5,85	2,62	3,74	1,68	8,12	3,64	6,09	2,73	5,85	2,62	3,74	1,68
8	ПС 110 кВ Усть-Джегута	7,55	1,289	0,516	8,07	3,63	6,05	2,72	5,81	2,61	3,72	1,67	8,07	3,63	6,05	2,72	5,81	2,61	3,72	1,67
9	ПС 110 кВ Цементная	16,88	0	0	1,1	0,44	0,82	0,33	8,3	3,32	5,31	2,12	1,1	0,44	0,82	0,33	8,3	3,32	5,31	2,12
10	ПС 110 кВ Береговая	0,44	0,028	0,011	0,45	0,20	0,34	0,15	0,32	0,14	0,21	0,09	0,45	0,20	0,34	0,15	0,32	0,14	0,21	0,09
11	ПС 110 кВ Кавказская	1,2	0,221 **+5,0**	0,088 +2	3,29	1,34	2,47	1,00	2,37	0,96	1,52	0,62	3,29	1,34	2,47	1,00	2,37	0,96	1,52	0,62
12	ПС 110 кВ Майская	0,62	0,018	0,007	0,63	0,27	0,47	0,20	0,45	0,20	0,29	0,13	0,63	0,27	0,47	0,20	0,45	0,20	0,29	0,13
13	ПС 110 кВ Октябрьская	0,97	0,006	0,002	0,97	0,43	0,73	0,33	0,70	0,31	0,45	0,20	0,97	0,43	0,73	0,33	0,70	0,31	0,45	0,20
14	ПС 110 кВ Садовая	1,92	0,986	0,394	2,31	1,05	1,74	0,79	1,67	0,75	1,07	0,48	2,31	1,05	1,74	0,79	1,67	0,75	1,07	0,48
15	ПС 110кВ Старокувинская	0,37	0,06	0,024	0,39	0,18	0,30	0,13	0,28	0,13	0,18	0,08	0,39	0,18	0,30	0,13	0,28	0,13	0,18	0,08
16	ПС 110 кВ Эркен-Шахар	2,65	1,807	0,723	3,27	1,47	2,45	1,10	2,36	1,06	1,51	0,68	3,27	1,47	2,45	1,10	2,36	1,06	1,51	0,68
17	ПС 110 кВ Академическая	3,43	0	0,000	3,43	1,55	2,57	1,16	2,47	1,12	1,58	0,71	3,43	1,55	2,57	1,16	2,47	1,12	1,58	0,71
18	ПС 110 кВ Зеленчук	5,43	0,752	0,301	5,73	2,57	4,30	1,93	4,13	1,85	2,64	1,18	5,73	2,57	4,30	1,93	4,13	1,85	2,64	1,18
19	ПС 110 кВ Кош-Хабль	1,23	0,469	0,188	1,42	1,84	1,06	1,38	1,02	1,33	0,65	0,85	1,42	1,84	1,06	1,38	1,02	1,33	0,65	0,85
20	ПС 110 кВ Курджиново	2,0	0,453	0,181	2,18	0,99	1,64	0,74	1,57	0,71	1,01	0,45	2,18	0,99	1,64	0,74	1,57	0,71	1,01	0,45
21	ПС 110 кВ Маруха	0,77	0,056	0,022	0,79	0,36	0,59	0,27	0,57	0,26	0,36	0,16	0,79	0,36	0,59	0,27	0,57	0,26	0,36	0,16
22	ПС 110 кВ Преградная	8,36	0,212	0,085	8,45	3,81	6,33	2,86	6,08	2,74	3,89	1,75	8,45	3,81	6,33	2,86	6,08	2,74	3,89	1,75

Продолжение таблицы 4.1.5

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции	Фактическая максимальная нагрузка ПС (в зимний режимный день 19.12.18), Pmax., МВт	Суммарное увеличение нагрузки в 2019-2024г., P, МВт		Режим 2020 г								Режим 2024 г							
					Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум		Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум'		Летний минимум	
			По заявкам	С учетом K_c	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр
23	ПС 110 кВ Салихо	0,04	0	0	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,02	0,00	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,02	0,00
24	ПС 110 кВ Сторожевая	1,72	0,069	0,028	1,75	0,78	1,31	0,59	1,26	0,56	0,81	0,36	1,75	0,78	1,31	0,59	1,26	0,56	0,81	0,36
25	ПС 110 кВ Хабез	4,84	0,397 **+0,74**	0,159 **+0,296**	5,00	2,02	3,75	1,52	3,60	1,46	2,30	0,93	5,30	2,12	3,97	1,59	3,60	1,46	2,44	0,98
26	ПС 110 кВ Чапалы	0,97	0	0	0,97	0,44	0,73	0,33	0,70	0,32	0,45	0,20	0,97	0,44	0,73	0,33	0,70	0,32	0,45	0,20
27	ПС 110 кВ БСР	0,19	0	0	0,19	0,08	0,14	0,06	0,14	0,06	0,09	0,04	0,19	0,08	0,14	0,06	0,14	0,06	0,09	0,04
28	ПС 110 кВ Гоначхир	3,24	0,241 **+2,252**	0,159 **+0,9**	4,24	1,87	3,18	1,40	3,05	1,35	1,95	0,86	4,24	1,87	3,18	1,40	3,05	1,35	1,95	0,86
29	ПС 110 кВ Горная	1,42	0,116	0,046	1,47	0,66	1,10	0,50	1,06	0,48	0,68	0,30	1,47	0,66	1,10	0,50	1,06	0,48	0,68	0,30
30	ПС 110 кВ Карачаевск	5,89	0,024	0,010	5,90	2,66	4,43	2,00	4,25	1,92	2,72	1,23	5,90	2,66	4,43	2,00	4,25	1,92	2,72	1,23
31	ПС 110 кВ Кубанская	5,59	0,138	0,055	5,65	2,55	4,23	1,91	4,06	1,83	2,60	1,17	5,65	2,55	4,23	1,91	4,06	1,83	2,60	1,17
32	ПС 110 кВ Поляна	0,08	0	0,000	0,08	0,03	0,06	0,02	0,06	0,02	0,04	0,01	0,08	0,03	0,06	0,02	0,06	0,02	0,04	0,01
33	ПС 110 кВ Сары-Тюз	1,92	0,607	0,243	2,16	0,97	1,62	0,73	1,56	0,70	1,00	0,45	2,16	0,97	1,62	0,73	1,56	0,70	1,00	0,45
34	ПС 110 кВ Теберда	4,15	0,209	0,084	4,23	1,90	3,18	1,42	3,05	1,37	1,95	0,88	4,23	1,90	3,18	1,42	3,05	1,37	1,95	0,88
35	ПС 110 кВ Учкекен	5,66	0,336	0,134	5,79	2,61	4,35	1,96	4,17	1,88	2,67	1,20	5,79	2,61	4,35	1,96	4,17	1,88	2,67	1,20
36	ПС 110 кВ Горный Воздух	0,84	0,041	0,016	0,86	0,39	0,64	0,29	0,62	0,28	0,39	0,18	0,86	0,39	0,64	0,29	0,62	0,28	0,39	0,18
37	ПС 110 кВ Холодмаш	11,2	0,018	0,007	11,21	5,20	8,41	3,90	8,07	3,75	5,16	2,40	11,21	5,20	8,41	3,90	8,07	3,75	5,16	2,40
38	ПС 110 кВ Химзавод	н/д	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	ПС 110 кВ Карьер	3,12	0	0	3,12	1,51	2,34	1,13	2,25	1,09	1,44	0,69	3,12	1,51	2,34	1,13	2,25	1,09	1,44	0,69
40	ПС 110 кВ Лунная поляна	0	0,24 **+1,0**	0,096 **+0,4**	3,10	1,46	2,33	1,10	2,23	1,05	1,43	0,67	3,50	1,64	2,62	1,23	2,23	1,05	1,61	0,76
	ПС 35 кВ																			
41	ПС 35 кВ Николаевская	0,94	0,045	0,018	0,96	0,43	0,72	0,32	0,69	0,31	0,44	0,20	0,96	0,43	0,72	0,32	0,69	0,31	0,44	0,20
42	ПС 35 кВ Новая-Джегута	1,4	0,043	0,017	1,42	0,63	1,06	0,47	1,02	0,45	0,65	0,29	1,42	0,63	1,06	0,47	1,02	0,45	0,65	0,29
43	ПС 35 кВ Эльтаркач	0,36	0	0	0,36	0,16	0,27	0,12	0,26	0,12	0,17	0,07	0,36	0,16	0,27	0,12	0,26	0,12	0,17	0,07
44	ПС 35 кВ Бесленей	0,79	0,061	0,024	0,81	0,37	0,61	0,28	0,59	0,27	0,38	0,17	0,81	0,37	0,61	0,28	0,59	0,27	0,38	0,17
45	ПС 35 кВ Икон-Халк	0,86	0,038	0,015	0,88	0,40	0,66	0,30	0,63	0,29	0,40	0,18	0,88	0,40	0,66	0,30	0,63	0,29	0,40	0,18

Продолжение таблицы 4.1.5

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции	Фактическая максимальная нагрузка ПС (в зимний режимный день 19.12.18), Pmax., МВт	Суммарное увеличение нагрузки в 2019-2024г., Р, МВт		Режим 2020 г								Режим 2024 г							
					Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум		Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум	
			По заявкам	С учетом K_e	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр	Р, МВт	Q, МВАр
46	ПС 35 кВ Кубан-Халк	1,45	0,072	0,029	1,48	0,67	1,11	0,50	1,06	0,48	0,68	0,31	1,48	0,67	1,11	0,50	1,06	0,48	0,68	0,31
47	ПС 35 кВ Полевая	0,16	0,023	0,009	0,17	0,08	0,13	0,06	0,12	0,06	0,08	0,04	0,17	0,08	0,13	0,06	0,12	0,06	0,08	0,04
48	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	0,8	0,058	0,023	0,82	0,37	0,62	0,28	0,59	0,26	0,38	0,17	0,82	0,37	0,62	0,28	0,59	0,26	0,38	0,17
49	ПС 35 кВ Эрсакон	0,88	0,099	0,040	0,92	0,41	0,69	0,31	0,66	0,29	0,42	0,19	0,92	0,41	0,69	0,31	0,66	0,29	0,42	0,19
50	ПС 35 кВ Архыз	2,6	0,647	0,259	2,86	1,29	2,14	0,97	2,06	0,93	1,32	0,60	2,86	1,29	2,14	0,97	2,06	0,93	1,32	0,60
51	ПС 35 кВ Буково	0,84	0,058	0,023	0,86	0,38	0,65	0,29	0,62	0,28	0,40	0,18	0,86	0,38	0,65	0,29	0,62	0,28	0,40	0,18
52	ПС 35 кВ Исправная	0,96	0,034	0,014	0,97	0,42	0,73	0,31	0,70	0,30	0,45	0,19	0,97	0,42	0,73	0,31	0,70	0,30	0,45	0,19
53	ПС 35 кВ Кардоник	2,06	0,136	0,054	2,11	0,95	1,59	0,71	1,52	0,68	0,97	0,44	2,11	0,95	1,59	0,71	1,52	0,68	0,97	0,44
54	ПС 35 кВ Ратан	1,09	0,031	0,012	1,10	0,50	0,83	0,37	0,79	0,36	0,51	0,23	1,10	0,50	0,83	0,37	0,79	0,36	0,51	0,23
55	ПС 35 кВ Электроизолит	0,21	0,008	0,003	0,21	0,09	0,16	0,07	0,15	0,07	0,10	0,04	0,21	0,09	0,16	0,07	0,15	0,07	0,10	0,04
56	ПС 35 кВ Учкулан	1,27	0,056	0,022	1,29	0,58	0,97	0,44	0,93	0,42	0,60	0,27	1,29	0,58	0,97	0,44	0,93	0,42	0,60	0,27
57	ПС 35 кВ Худес	н/д	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	ПС 35 кВ Биче-Сын	н/д	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	ПС 35 кВ Конзавод	1,14	0,154 **+2,5**	0,061 **+1,0**	1,20	0,55	0,90	0,41	0,87	0,40	0,55	0,25	2,20	0,95	1,65	0,71	0,87	0,40	1,01	0,44
60	ПС 35 кВ Красный Восток	0,83	0,023	0,009	0,84	0,37	0,63	0,28	0,60	0,27	0,39	0,17	0,84	0,37	0,63	0,28	0,60	0,27	0,39	0,17
61	ПС 35 кВ Кичи-Балык	0,15	0,2	0,080	0,23	0,11	0,17	0,08	0,17	0,08	0,11	0,05	0,23	0,11	0,17	0,08	0,17	0,08	0,11	0,05
62	ПС 35 кВ Первомайская	1,59	0,088	0,035	1,63	0,74	1,22	0,55	1,17	0,53	0,75	0,34	1,63	0,74	1,22	0,55	1,17	0,53	0,75	0,34
63	ПС 35 кВ Терезе	1,9	0,157	0,063	1,96	0,89	1,47	0,67	1,41	0,64	0,90	0,41	1,96	0,89	1,47	0,67	1,41	0,64	0,90	0,41
64	ПС 35 кВ Эшкакон	0,19	0	0	0,19	0,08	0,14	0,06	0,14	0,06	0,09	0,04	0,19	0,08	0,14	0,06	0,14	0,06	0,09	0,04
65	ПС 35 кВ Романтик	3,11	0,71	0,284	3,39	1,60	2,55	1,20	2,44	1,15	1,56	0,74	3,39	1,60	2,55	1,20	2,44	1,15	1,56	0,74
66	ПС 35 кВ ГОК	2,78	0	0	2,78	1,24	2,09	0,93	2,00	0,90	1,28	0,57	2,78	1,24	2,09	0,93	2,00	0,90	1,28	0,57
	Новые ПС																			
67	ПС 110 кВ Технопарк	--	**31,5**	**9,45**	7,0	2,8	5,2	2,2	5,0	2,0	3,2	1,2	9,45	3,78	7,09	2,84	6,80	2,72	4,35	1,74
68	ПС 110 кВ Свобода	--	**29,05**	**8,715**	--	--	--	--	--	--	--	--	8,71	3,49	6,53	2,62	6,27	2,51	4,01	1,61

Примечание: В таблице приведены суммарные существующие и расчетные нагрузки подстанций 35 и 110 кВ на шинах 6 и 10 кВ.

Таблица 4.1.6 - Загрузка трансформаторов на подстанциях 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики фактическая в день контрольного замера 19.12.2018 г. и прогнозируемая в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 гг.

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуата-цию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 ,МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, %	Максимальная нагрузка S в аварий-ном режиме ЗРД 2018%	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в ава-рийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в ава-рийном режиме ЗМН, %
	ПС 330 кВ													
1	Зеленчукская ГАЭС	330	АТ-1	2016	200	95,60	47,80%	--	37,10	18,55%	--	14,15	7,07%	--
2	ПС 330 кВ Черкесск	330	АТ-301	1980	125	37,42	29,94%	60,10%	36,47	29,18%	58,35%	31,59	25,27%	50,51%
		330	АТ-302	1980	125	37,70	30,16%		36,46	29,17%		31,54	25,24%	
	ПС 110 кВ													
3	ПС 110 кВ Академическая	110	Т-1	1983	25	2,5	10,00%	15,20%	2,48	9,94%	16,68%	2,48	9,94%	16,68%
		110	Т-2	1983	25	1,3	5,20%		1,69	6,74%		1,69	6,74%	
4	ПС 110 кВ Береговая	110	Т-1	1978	10	0,5	5,00%	5,00%	0,0	0,0%	5,92%	0,0	0,0%	5,92%
		110	Т-2	1978	10	0	0,00%		0,59	5,92%		0,59	5,92%	
5	ПС 110 кВ БСР	110	Т-1	1982	2,5	0,3	12,00%	--	0,27	10,69%	--	0,27	10,69%	--
6	ПС 110 кВ Головная	110	Т-1	1979	6,3	1,2	19,05%	26,98%	1,72	27,26%	31,29%	1,72	27,26%	31,29%
		110	Т-2	1979	6,3	0,5	7,94%		0,25	4,03%		0,25	4,03%	
7	ПС 110 кВ Гоначхир	110	Т-1	1971	10	0	0,00%	36,00%	2,55	25,50%	50,95%	2,55	25,50%	50,95%
		110	Т-2	1987	10	3,6	36,00%		2,54	25,45%		2,54	25,45%	
8	ПС 110 кВ Горная	110	Т-1	1990	6,3	0	0,00%	25,40%	1,77	28,17%	28,17%	1,77	28,17%	28,17%
		110	Т-2	1990	6,3	1,6	25,40%		0,0	0,0%		0,0	0,0%	
9	ПС 110 кВ Горный Воздух	110	Т-1	2013	2,5	1,1	44,00%	--	1,10	44,20%	--	1,10	44,20%	--
10	ПС 110 кВ Заречная	110	Т-1	1993	6,3	4,4	69,84%	--	5,31	84,34%	--	5,31	84,34%	--
11	ПС 110 кВ Зеленчук	110	Т-1	1978	16	7,28	45,50%	89,94%	5,12	31,98%	88,12%	5,12	31,98%	88,12%
		110	Т-2	1954	20	7,11	35,55%		8,98	44,91%	70,5%	8,98	44,91%	70,5%
12	ПС 110 кВ Ильичевская	110	Т-1	1991	6,3	1,4	22,22%	--	1,60	25,37%	--	1,60	25,37%	--
13	ПС 110 кВ Кавказская	110	Т-1	1992	6,3	0	0,00%	22,22%	3,97	62,95%	62,95%	3,97	62,95%	62,95%
		110	Т-2	1992	6,3	1,4	22,22%		0,0	0,0%		0,0	0,0%	

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуа-тацию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, %	Максимальная нагрузка S в аварий-ном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %
14	ПС 110 кВ Карачаевск	110	Т-1	1980	16	6,6	41,25%	41,25%	7,20	45,00%	45,00%	7,20	45,00%	45,00%
		110	Т-2	1984	63	0	0,00%		0,00	0,00%		0,00	0,00%	
15	ПС 110 кВ Карьер	110	Т-1	н/д	10	0	0,00%	33,00%	1,95	19,54%	39,25%	1,95	19,54%	39,25%
		110	Т-2	н/д	16	3,3	20,63%		1,97	12,32%	24,5%	1,97	12,32%	24,5%
16	ПС 110кВ Кош-Хабль	110	Т-1	1991	6,3	0,8	12,70%	22,22%	2,11	33,57%	44,92%	2,11	33,57%	44,92%
		110	Т-2	1990	6,3	0,6	9,52%		0,72	11,35%		0,72	11,35%	
17	ПС 110 кВ Кубанская	110	Т-1	1991	16	3,1	19,38%	67,00%	2,82	17,62%	69,62%	2,82	17,62%	69,62%
		110	Т-2	1997	10	3,6	36,00%		4,14	41,43%		4,14	41,43%	
18	ПС 110 кВ Курджиново	110	Т-1	1964	6,3	2,2	34,92%	--	2,61	41,46%	--	2,61	41,46%	--
19	ПС 110 кВ Лунная поляна	110	Т-1	2014	40	0,0	0,00%	10,00%	6,34	15,86%	30,81%	6,51	16,27%	31,77%
		110	Т-2	2014	40	4,0	10,00%		5,98	14,95%		6,20	15,49%	
20	ПС110 кВ Майская	110	Т-1	1982	6,3	0,2	3,17%	11,11%	0,42	6,66%	13,42%	0,42	6,62%	13,32%
		110	Т-2	1980	6,3	0,5	7,94%		0,43	6,76%		0,42	6,71%	
21	ПС 110 кВ Маруха	110	Т-1	1990	2,5	1,1	44,00%	–	1,02	40,87%	--	1,02	40,74%	–
22	ПС 110 кВ Октябрьская	110	Т-1	1977	10	0,4	4,00%	11,00%	0,14	1,42%	12,91%	0,14	1,42%	12,91%
		110	Т-1	1983	10	0,7	7,00%		1,15	11,49%		1,15	11,49%	
23	ПС110 кВ Поляна	110	Т-1	1968	6,3	1,5	23,81%	--	2,90	45,99%	--	2,90	45,99%	--
		35	Т-31	1979	2,5	0,1	4,00%	--	0,13	5,05%	--	0,13	5,05%	–
24	ПС 110 кВ Преградная	110	Т-1	1974	25	0,0	0,00%	49,20%	0,0	0,0%	52,82%	0,0	0,0%	52,82%
		110	Т-2	1972	25	12,3	49,20%		13,21	52,82%		13,21	52,82%	
25	ПС 110 кВ ПРП	110	Т-1	2005	25	4,1	16,40%	--	4,53	18,14%	--	4,53	18,14%	--
26	ПС 110 кВ Садовая	110	Т-1	1983	6,3	2,3	36,51%	36,51%	0,0	0,0%	45,26%	0,0	0,0%	45,26%
		110	Т-2	1987	10	0	0,00%		2,85	28,51%		2,85	28,51%	
27	ПС 110 кВ Салихо	110	Т-1	1982	2,5	0,1	4,00%	--	0,07	2,87%	--	0,07	2.87%	--
28	ПС 110 кВ Сары-Тюз	110	Т-1	1981	10	2,2	22,00%	---	2,69	26,85%	--	2,69	26,85%	--

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуа-тацию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД-2018 %	Максимальная нагрузка S в аварий-ном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в ава-рийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в ава-рийном режиме ЗМН, %
29	ПС 110 кВ Северная	110	Т-1	1971	25	7,8	31,20%	89,2%	7,74	30,95%	92,84%	7,74	30,95%	92,84%
		110	Т-2	1967	20	14,5	72,50%	**111,5%**	15,47	77,33%	**116,0%**	15,47	77,33%	**116,0%**
30	ПС 110 кВ Старокувинская	110	Т-1	1981	6,3	0,4	6,35%	--	2,75	43,72%	--	2,75	43,72%	--
31	ПС 110 кВ Сторожевая	110	Т-1	1991	6,3	0,7	11,11%	33,33%	0,0	0,0%	33,49%	0,0	0,0%	33,49%
		110	Т-2	1991	6,3	1,4	22,22%		2,11	33,49%		2,11	33,49%	
32	ПС 110 кВ Теберда	110	Т-1	1972	10	4,6	46,00%	--	5,08	50,76%	--	5,08	50,76%	--
33	ПС 110 кВ Ток Москвы	110	Т-1	1979	16	3,0	18,75%	102,00%	5,28	33,02%	99,24%	5,28	33,02%	99,24%
		110	Т-2	1966	10	7,2	72,00%		4,64	46,41%		4,64	46,41%	
34	ПС110 кВ Усть-Джегута	110	Т-1	1966	20	0,0	0,00%	61,00%	3,56	17,80%	72,34%	3,56	17,80%	72,34%
		110	Т-2	1962	20	12,2	61,00%		10,91	54,55%		10,91	54,55%	
35	ПС 110 кВ Учкекен	110	Т-1	1989	16	13,9	86,88%	--	13,58	84,87%	--	13,58	84,87%	--
36	ПС 110 кВ Хабез	110	Т-1	1975	6,3	2,8	44,44%	85,71%	2,97	47,21%	94,42%	2,97	47,21%	94,42%
		110	Т-2	1982	6,3	2,6	41,27%		2,97	47,21%		2,97	47,21%	
37	ПС 110 кВ Химзавод	110	Т-1	н/д	25	0	-	-	0,00	0,0%	0,0	0,00	0,0%	0,0
		110	Т-2	н/д	25	0	-		0,00	0,0%		0,00	0,0%	
38	ПС 110 кВ Холодмаш	110	Т-1	н/д	16	7,2	45,00%	77,50%	7,96	49,77%	86,11%	7,96	49,77%	86,11%
		110	Т-2	н/д	16	5,2	32,50%		5,81	36,34%		5,81	36,34%	
39	ПС 110 кВ Цементная *	110	Т-1	1974	40	7,4	18,50%	46,25%	1,18	2,96%	5,92%	1,18	2,96%	5,92%
		110	Т-2	2011	40	11,1	27,75%		1,18	2,96%		1,18	2,96%	
40	ПС 110 кВ Чапалы	110	Т-1	1986	16	0,64	4,00%	6,75%	0,56	3,50%	8,33%	0,56	3,50%	8,33%
		110	Т-2	1986	16	0,44	2,75%		0,77	4,83%		0,77	4,83%	
41	ПС 110 кВ Эркен-Шахар	110	Т-1	1974	10	5,2	52,00%	95,00%	4,26	42,58%	94,35%	4,26	42,58%	94,35%
		110	Т-2	1982	16	4,3	26,88%		5,18	32,35%		5,18	32,35%	
42	ПС 110 кВ Южная	110	Т-1	2019	40	2,5	6,25%	52,75%	2,75	6,88%	56,03%	2,75	6,88%	56,03%
		110	Т-2	2014	40	18,6	46,50%		19,66	49,16%		19,66	49,16%	

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуа-тацию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 %	Максимальная нагрузка S в аварий-ном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка в аварийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка в аварийном режиме ЗМН, %
	ПС 35 кВ													
43	ПС 35 Архыз	35	Т-31	2019	4	2,1	52,50%	72,50%	3,70	92,43%	92,43%	3,70	92,43%	92,43%
		35	Т-32	2016	4	0,8	20,00%		0,0	0,0%		0,0	0,0%	
44	ПС 35 кВ Бесленей	35	Т-31	1981	2,5	0,9	36,00%	36,00%	0,0	0,0%	42,84%	0,0	0,0%	42,84%
		35	Т-32	1974	2,5	0	0,00%		1,07	42,84%		1,07	42,84%	
45	ПС 35 кВ Биче-Сын	35	Т-31	1988	4	0	0,00%	--	0,02	0,54%	--	0,02	0,54%	--
46	ПС 35 кВ Буково	35	Т-31	1985	2,5	0,9	36,00%	--	1,13	45,03%	--	1,13	45,03%	--
47	ПС 35 кВ Икон-Халк	35	Т-31	1967	2,5	1,0	40,00%	--	1,15	45,92%	--	1,15	45,92%	--
48	ПС 35 кВ Исправная	35	Т-31	1977	4	1,1	27,50%	--	1,26	31,51%	--	1,26	31,51%	--
49	ПС 35 кВ Кардоник	35	Т-31	1999	6,3	2,2	34,92%	--	2,75	43,64%	--	2,75	43,64%	--
50	ПС 35 кВ Кичи-Балык	35	Т-31	1976	2,5	0	0,00%	8,00%	0,33	13,09%	13,09%	0,33	13,09%	13,09%
		35	Т-32	1976	2,5	0,2	8,00%		0,00	0,00%		0,00	0,00%	
51	ПС 35 кВ Конзавод	35	Т-31	1985	4	1,3	1,40%	--	1,52	37,91%	--	2,67	66,66%	--
52	ПС 35 кВ Красный Восток	35	Т-31	1989	4	0,9	22,50%	22,50%	0,0	0,0%	27,54%	0,0	0,0%	27,54%
		35	Т-32	1989	4	0	0,00%		1,10	27,54%		1,10	27,54%	
53	ПС 35кВ Кубан-Халк	35	Т-31	1980	4	1,6	40,00%	40,00%	1,94	48,44%	48,44%	1,94	48,44%	48,44%
		35	Т-32	1980	4	0	0,00%		0,0	0,0%		0,0	0,0%	
54	ПС 35 кВ Николаевская	35	Т-31	1987	2,5	1,1	44,00%	44,00%	1,25	49,95%	49,95%	1,25	49,95%	49,95%
		35	Т-32	1979	2,5	0	0,00%		0,0	0,0%		0,0	0,0%	
55	ПС 35 кВ Новая-Джегута	35	Т-31	1980	2,5	1,5	60,00%	60,00%	0,0	0,0%	74,11%	0,0	0,0%	74,11%
		35	Т-32	1980	2,5	0	0,00%		1,85	74,11%		1,85	74,11%	

Продолжение таблицы 4.1.6

№ пп	Диспетчерское наименование подстанции	Напряжение, кВ	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуа-тацию, год	Полная мощность тр-ра Sном, МВА	2018 год (отчёт)			2020 год			2024 год		
						Загрузка тр-ров в ЗРД 2018, МВА	Загрузка тр-ров в ЗРД 2018 %	Максимальная нагрузка S в аварий-ном режиме ЗРД 2018 %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в ава-рийном режиме ЗМН, %	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в ава-рийном режиме ЗМН, %
56	ПС 35 кВ Первомайская	35	Т-31	1967	4	0	0,00%	45,00%	0,0	0,0%	50,82%	0,0	0,0%	50,82%
		35	Т-32	1982	4	1,8	45,00%		2,04	50,98%		2,04	50,98%	
57	ПС 35 кВ Полевая	35	Т-31	1980	2,5	0,2	8,00%	--	0,25	10,01%	--	0,25	10,01%	--
58	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	35	Т-31	1974	4	0	0,00%	22,50%	1,08	27,06%	27,06%	1,08	27,06%	27,06%
		35	Т-32	1993	4	0,9	22,50%		0,0	0,0%		0,0	0,0%	
59	ПС 35 кВ Ратан	35	Т-31	1982	4	1,2	30,00%	--	1,45	36,23%	--	1,45	36,23%	--
60	ПС 35 кВ Романтик	35	Т-31	2014	16	0,0	0,00%	22,50%	0,0	0,0%	24,56%	0,0	0,0%	24,56%
		35	Т-32	2014	16	3,6	22,50%		3,93	24,56%		3,93	24,56%	
61	ПС 35 кВ Терезе	35	Т-31	1994	2,5	0	0,00%	92,00%	0,00	0,00%	96,19%	0,00	0,00%	96,19%
		35	Т-32	1994	2,5	2,3	92,00%		2,40	96,19%		2,40	96,19%	
62	ПС 35 кВ Учкулан	35	Т-31	1978	2,5	1,5	60,00%	--	1,71	68,29%	--	1,71	68,29%	--
63	ПС 35 кВ Худес	35	Т-31	1978	2,5	0	0,00%	--	0,03	1,32%	--	0,03	1,32%	--
64	ПС 35 кВ Электроизолит	35	Т-31	1984	4	0,3	7,50%	--	0,31	7,73%	--	0,31	7,73%	--
65	ПС 35 кВ Эльтаркач	35	Т-31	1980	2,5	0,4	16,00%	--	0,48	19,38%	--	0,48	19,38%	--
66	ПС 35 кВ Эрсакон	35	Т-31	1986	6,3	0,5	7,94%	22,50%	0,96	15,24%	31,41%	0,96	15,24%	31,41%
		35	Т-32	1983	4	0,4	10,00%		0,30	7,41%		0,30	7,41%	
67	ПС 35 кВ Эшкакон	35	Т-31	1982	1,6	0,2	12,50%	12,50%	0,0	0,0%	14,71%	0,0	0,0%	14,71%
		35	Т-32	1987	1,6	0	0,00%		0,24	14,71%		0,24	14,71%	
	Новые ПС													
68	ПС 110 кВ Технопарк	110	Т-1	2019	40	--	--	--	4,17	10,43%	20,86%	5,63	14,07%	28,16%
		110	Т-2	2019	40	--	--		4,17	10,43%		5,64	14,09%	
69	ПС 110 кВ Свобода	110	Т-1	2021	40	--	--	--	--	--	--	5,13	12,82%	25,62%
		110	Т-2	2021	40	--	--		--	--		5,12	12,80%	

Примечание:* - по информации АО «Карачаево-Черкесскэнерго» электроснабжение потребителей ЗАО «Кавказцемент" (ПС 110 кВ Цементная) планируется от собственной генерации, без выдачи электроэнергии во внешнюю сеть, и прогнозом потребления на 2020 г. электроэнергии в размере 36,85 млн.кВтч и максимальной мощности 8,4 МВт из внешней сети (см. Приложение Л-16). Ввод собственной генерации установленной мощностью 25,218 МВт (две ГПЭУ мощностью по 7,744 МВт и одна ГПЭУ мощностью 9,73 МВт) планируется осуществить в 2019 г. (ТУ от 19.06.2018 г. №778р с изменениями от 21.12.2018 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств и энергетических установок АО «Кавказцемент» максимальной мощностью энергопринимающих устройств 38,9 МВт и максимальной (установленной) мощностью объектов по производству электроэнергии 25,218 МВт, ввод предусмотрен в 2019 году).

Анализ приведенных в таблице 4.1.6 данных показал, что нагрузка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях. В аварийном режиме (N-1) при отключении одного трансформатора нагрузка второго трансформатора на всех подстанциях 110 и 35 кВ также не превысит номинальную, за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА превышает номинальную.

Подробно мероприятия по приведению установленной мощности трансформаторов на подстанциях энергосистемы республики в соответствие с их максимальной нагрузкой рассмотрены в разделе 4.3.2 «Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах».

4.2 Развитие электрических станций и оценка перспективной балансовой ситуации в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг.

4.2.1 Развитие электрических станций.

Прогноз развития генерирующих мощностей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период до 2024 года сформирован на основе материалов «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации.

Вводы генерирующих мощностей в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2019-2024 гг. планируются на малых ГЭС в объеме 79,1 МВт:

- ввод *Усть-Джегутинской МГЭС* установленной мощностью 5,6 МВт в 2019 г;
- ввод *Красногорской МГЭС-1* установленной мощностью 24,9 МВт в 2021 году;
- ввод *Красногорской МГЭС-2* установленной мощностью 24,9 МВт в 2022 году;
- ввод *Нижне-Красногорской МГЭС* установленной мощностью 23,7 МВт в 2023 году.

Строительство Усть-Джегутинской МГЭС ведется на водосбросе из Усть-Джегутинского водохранилища. МГЭС будет работать на постоянном санитарном попуске воды из водохранилища, а также будут использоваться холостые сбросы воды в период паводка. Ввод станции с двумя гидроагрегатами мощностью по 2,8 МВт каждый планируется на 2019 г. Усть-Джегутинская МГЭС согласно ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и №2 от 16.10.2018 г. присоединяется к шинам 6 кВ ПС 110 кВ Головная посредством двух ВЛ 6 кВ (протяженностью около 2,1 км каждая).

Строительство Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 (утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018 г., ввод планируется в 2021 и 2022 гг.) и Нижне-Красногорской МГЭС (утвержденные ТУ № 767р на ТП энергетических установок ООО «Южэнергострой» к электрической сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 19.01.2018 г., ввод планируется в 2023 г.) предусмотрено СиПР ЕЭС России на период 2019-2025 годы.

Красногорские малая ГЭС-1 и ГЭС-2 располагаются на реке Кубань (806 км от устья), на территории Карачаево-Черкесской Республики, в Усть-Джегутинском муниципальном районе, около станицы Красногорская, на расстоянии 3,4 км ниже по течению реки от Зеленчукской ГАЭС и в 40 километрах южнее города Черкесска. ГЭС-1 и ГЭС-2 предполагают к использованию суммарный сток реки Кубань и рек Большого и Малого Зеленчуков, поступающего через Зеленчукскую ГАЭС. На каждой из ГЭС предусматривается установка двух гидроагрегатов мощностью по 12,45 МВт. Режим работы станций – «по водотоку». Перед сооружениями напорного фронта гидроузла образуется водохранилище, которое будет является контррегулятором Зеленчукской ГАЭС и по данным ПАО «РусГидро» обеспечит:

- увеличение выработки каскада Кубанских ГЭС на 230 млн. кВт.ч в год;
- повышение энергообеспеченности Карачаево-Черкесской Республики с минимальными для окружающей природной среды негативными воздействиями.

Нижне-Красногорская МГЭС расположена на 8-9 км ниже по течению реки от Зеленчукской ГАЭС. Режим работы станции – «по водотоку.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2024 году составит 408,1 МВт, в том числе ГЭС (ГАЭС) – 382,1 МВт (93,6 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (6,4%).

Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2018-2024 гг. представлена в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1– Структура установленной мощности электростанций Карачаево-Черкесской Республики в 2018-2024 гг.

	2018 г. факт		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Всего	**329,0**	**100**	**334,6**	**100,0**	**334,6**	**100,0**	**359,5**	**100,0**	**384,4**	**100,0**	**408,1**	**100,0**	**408,1**	**100,0**
ГЭС	163,0	49,4	168,6	50,4	168,6	50,4	193,5	53,8	218,4	56,8	242,1	59,3	242,1	59,3
ГАЭС	140,0	42,7	140,0	41,8	140,0	41,8	140,0	38,9	140,0	36,4	140,0	34,3	140,0	34,3
ТЭС	26,0	7,9	26,0	7,8	26,0	7,8	26,0	7,3	26,0	6,8	26,0	6,4	26,0	6,4

Как видно из представленной таблицы, увеличение установленной мощности на уровне 2024 года относительно 2018 года составит 79,1 МВт. Доля ТЭС в суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики снизится с 7,9 % в 2018 году до 6,4 % на уровне 2024 года.

Перечень действующих и вводимых в период 2019-2024 гг. электростанций в Карачаево-Черкесской Республике приведен в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Перечень действующих и вводимых в период 2019-2024 гг. электростанций Карачаево-Черкесской Республики с указанием их установленной мощности и планируемой выработки электроэнергии

Наименование электростанций	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.	
	Установленная мощность,* МВт	Выработка электроэнергии,** млн.кВт.ч	Установленная мощность,* МВт	Выработка электроэнергии,** млн.кВт.ч	Установленная мощность,* МВт	Выработка электроэнергии,** млн.кВт.ч	Установленная мощность,* МВт	Выработка электроэнергии,** млн.кВт.ч	Установленная мощность,* МВт	Выработка электроэнергии,** млн.кВт.ч	Установленная мощность,* МВт	Выработка электроэнергии,** млн.кВт.ч
Всего	**334,6**	**483**	**334,6**	**614**	**359,5**	**614**	**384,4**	**710**	**408,1**	**851**	**408,1**	**885**
в т.ч.: ***ГЭС, всего***	***308,6***	***428***	***308,6***	***559***	***333,5***	***559***	***358,4***	***649***	***382,1***	***790***	***382,1***	***824***
Зеленчукская ГАЭС	160	400	160	510	160	510	160	510	160	510	160	510
Эшкаконская ГЭС	0,6	1	0,6	1	0,6	1	0,6	1	0,6	1	0,6	1
Новокарачаевская МГЭС	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9
МГЭС Усть-Джегутинская	5,6	9	5,6	30	5,6	30	5,6	30	5,6	30	5,6	30
МГЭС Б.Зеленчук	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9	1,2	9
Нижне-Красногорская МГЭС	-	0	-	0	-	0	-	0	23,7	51	23,7	85
Красногорская МГЭС-1	-	0	-	0	24,9	0	24,9	90	24,9	90	24,9	90
Красногорская МГЭС-2	-	0	-	0	-	0	24,9	0	24,9	90	24,9	90
ТЭС, всего	***26***	***55***	***26***	***55***	***26***	***55***	***26***	***61***	***26***	***61***	***26***	***61***
ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод» в п. Эркен-Шахар	16	10	16	10	16	10	16	15	16	15	16	15
Мини-ТЭЦ г. Черкесска	10	45	10	45	10	45	10	46	10	46	10	46

*Примечания:**) – установленная мощность электростанций приведена на конец года.

**) – для действующих электростанций приведена среднегодовая выработка электроэнергии за последние пять лет, для новых электростанций – проектные данные. При планируемом в СиПР ЕЭС вводе МГЭС-1 31.12.2021 г. и МГЭС-2 31.12.2022 г. в выработке электроэнергии они учитываются со следующего за вводом года.

4.2.2 Перспективные балансы мощности и электроэнергии Карачаево-Черкесской Республики в период до 2024 года.

Балансы мощности Карачаево-Черкесской энергосистемы на перспективу до 2024 года сформированы с учётом прогнозируемых уровней электропотребления, максимумов нагрузки и состава электростанций (таблица 4.2.3). Балансы мощности Карачаево-Черкесской энергосистемы сформированы:

- на час зимнего максимума – по проектным показателям Зеленчукской ГАЭС для декабря месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 0 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт;
- для летнего максимума нагрузки – по показателям Зеленчукской ГАЭС в последнюю декаду июня месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 160 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт;
- с учетом генерации Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 с установленной мощностью по 24,9 МВт каждая, в летний максимум нагрузок полной установленной мощностью, в зимний максимум нагрузок в объеме 5 МВт каждая. При планируемом в СиПР ЕЭС вводе МГЭС-1 31.12.2021 г. и МГЭС-2 31.12.2022 г. в балансах мощности они учитываются со следующего за вводом года;
- с учетом генерации Нижне-Красногорской МГЭС с 2023 года (планируемый ввод март 2023 г.) в летний максимум полной установленной мощностью, в зимний максимум нагрузок 5 МВт.

В таблицах 4.2.3 и 4.2.4 приведены балансы мощности соответственно на час зимнего и летнего максимума энергосистемы республики в период 2019-2024 гг.

Ограничения установленной мощности ТЭС в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики, связанные с техническим состоянием оборудования ТЭС, его конструктивными дефектами, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов и другими причинами, в зимний максимум нагрузки оцениваются величиной 16 МВт, в летний максимум нагрузки – 20 МВт.

Ограничения установленной мощности ГЭС в период 2019-2024 гг. в зимний максимум нагрузки оцениваются величиной 166-225 МВт, в летний максимум – 20 МВт (ограничения Зеленчукской ГЭС по условиям охраны водного бассейна).

Анализ приведенных в таблице 4.2.3 данных показал, что баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики при прогнозируемых уровнях потребности в мощности на весь рассматриваемый перспективный период в зимний максимум будет складываться с дефицитом 72-77,5 МВт (30-33,6 % от максимальной электрической нагрузки). В часы минимальной нагрузки (ночной провал) с учетом работы ГАЭС в режиме заряда дефицит мощности энергосистемы республики может достигать 290-310 МВт. Наименьший дефицит в часы максимальной нагрузки обусловлен работой Зеленчукской ГАЭС в генераторном режиме с выдачей 140 МВт.

Таблица 4.2.3 – Баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на час *зимнего* максимума в 2019-2024 гг.

МВт

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
I. Потребность						
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы	226	230	233	236	239	242
Итого потребность	**226**	**230**	**233**	**236**	**239**	**242**
II. Покрытие						
Установленная мощность электростанций на конец года	334,6	334,6	359,5	384,4	408,1	408,1
в т.ч. ГЭС	*168,6*	*168,6*	*193,5*	*218,4*	*242,1*	*242,1*
ГАЭС	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*
ТЭС	*26*	*26*	*26*	*26*	*26*	*26*
Ограничения мощности на максимум нагрузки	182	182	202	222	241	241
в т.ч. ГЭС	*166*	*166*	*186*	*206*	*225*	*225*
ГАЭС	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
ТЭС	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*	*16*
Располагаемая мощность	152,6	152,60	157,50	162,40	167,10	167,10
в т.ч. ГЭС	*2,6*	*2,6*	*7,5*	*12,4*	*17,1*	*17,1*
ГАЭС	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*
ТЭС	*10*	*10*	*10*	*10*	*10*	*10*
Резерв мощности	-	-	-	-	-	-
ИТОГО покрытие:	**152,6**	**152,6**	**157,5**	**162,4**	**167,1**	**167,1**
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	**-73,40**	**-77,40**	**-75,50**	**-73,60**	**-71,90**	**-74,90**

В летний период 2019-2024 гг. (таблица 4.2.4) энергосистема Карачаево-Черкесской Республики избыточна по мощности в течение суток, кроме «ночного провала нагрузки», когда осуществляется заряд ГАЭС. Наибольшие избытки мощности имеют место в часы максимальной нагрузки (3-4 часа) в 2019-2024 гг. будут достигать 110-175 МВт.

Покрытие дефицита мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний и летний периоды будет осуществляться за счет получения мощности из избыточной энергосистемы Ставропольского края.

Производство электроэнергии на гидроэлектростанциях и на тепловых электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики при формировании баланса электроэнергии в период 2019-2024 гг. принято по данным «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы».

Баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период 2019-2024 гг. представлен в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.4 – Баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на час *летнего* максимума в 2019-2024 гг. *(в МВт)*

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
I. Потребность						
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы	164	167	169	171	173	175
Итого потребность	**164**	**167**	**169**	**171**	**173**	**175**
II. Покрытие						
Установленная мощность электростанций на конец года	334,6	334,6	359,5	384,4	408,1	408,1
в т.ч. ГЭС	*168,6*	*168,6*	*193,5*	*218,4*	*242,1*	*242,1*
ГАЭС	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*
ТЭС	*26*	*26*	*26*	*26*	*26*	*26*
Ограничения мощности на максимум нагрузки	21,6	21,6	46,5	46,5	21,6	21,6
в т.ч. ГЭС	*1,6*	*1,6*	*26,5*	*26,5*	*1,6*	*1,6*
ГАЭС	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
ТЭС	*20*	*20*	*20*	*20*	*20*	*20*
Располагаемая мощность	313	313	313	337,9	386,5	386,5
в т.ч. ГЭС	*167*	*167*	*167*	*191,9*	*240,5*	*240,5*
ГАЭС	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*	*140*
ТЭС	*6*	*6*	*6*	*6*	*6*	*6*
Резерв мощности	40	40	40	40	40	40
ИТОГО покрытие:	**273**	**273**	**273**	**297,9**	**346,5**	**346,5**
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	**109**	**106**	**104**	**126,9**	**173,5**	**171,5**

Таблица 4.2.5 – Баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период 2019-2024 гг.

	Прогноз					
Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	1413,5	1435,2	1449,8	1467,9	1486,1	1508,5
Итого потребность	**1413,5**	**1435,2**	**1449,8**	**1467,9**	**1486,1**	**1508,5**
Производство электроэнергии, млн. кВт.ч	**483**	**614**	**614**	**710**	**851**	**885**
в т.ч. ГЭС	349	481	481	571	711	745
ГАЭС	79	79	79	79	79	79
ТЭС	55	55	55	61	61	61
Дефицит (-), избыток (+)	**-930,5**	**-821,2**	**-835,8**	**-757,9**	**-635,1**	**-623,5**

Как видно из приведенных в таблице 4.2.5 данных, баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. складывается с дефицитом. Дефицит электроэнергии в энергосистеме с учетом потребления на заряд Зеленчукской ГАЭС (142 млн. кВт.ч) составит в 2019 г. 930,5 млн. кВт.ч (65,8 % от потребности), снижаясь к 2024 году до 623,5 млн. кВт.ч в год (41,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. будет обеспечиваться из избыточной энергосистемы Ставропольского края.

4.3 Разработка предложений по развитию и реконструкции электрических сетей напряжением 35, 110 кВ и выше в период 2020-2024 гг.

4.3.1 Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше.

Расчеты режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше выполнены исходя из следующих расчетных условий:

- расчетные нагрузки подстанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики приняты для уровня потребления энергосистемы в соответствии с Таблицей 4.1.4;
- реактивные нагрузки на шинах действующих подстанций 110 кВ принимались на основе анализа отчетных данных;
- величины межсистемных перетоков мощности увязаны с балансом мощности ОЭС Юга и расчетами по основной сети ОЭС Юга;
- генерация Зеленчукской ГАЭС и ее потребление при заряде в часы минимальной нагрузки приняты в соответствии с проектными показателями Зеленчукской ГАЭС:
  - в зимний максимум и минимум нагрузки энергосистемы – по проектным показателям для декабря месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 0 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт, потребление ГАЭС при заряде – 150 МВт;
  - в летний максимум и минимум нагрузки энергосистемы – по показателям в последнюю декаду июня месяца: располагаемая мощность ГЭС (г/а № 1 и № 2) – 160 МВт, располагаемая мощность ГАЭС в генераторном режиме (г/а № 3 и № 4) – 140 МВт, потребление ГАЭС при заряде – 150 МВт;
- учтен ввод генерирующих мощностей согласно утвержденному СиПР ЕЭС России на период 2019-2025гг.:
- ввод Усть-Джегутинской МГЭС установленной мощностью 5,6 МВт в 2019 г. Усть-Джегутинская МГЭС согласно ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и №2 от 16.10.2018 г. присоединяется к шинам 6 кВ ПС 110 кВ Головная;
- ввод Красногорской малой ГЭС-1 установленной мощностью 24,9 МВт (2х12,45 МВт) в 2021 году (утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018 г.);
- ввод Красногорской малой ГЭС-2 установленной мощностью 24,9 МВт (2х12,45 МВт) в 2022 году (утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018 г.);
- ввод Нижне-Красногорской МГЭС установленной мощностью 23,7 МВт в 2023 году (утвержденные ТУ № 767р на ТП энергетических установок ООО «Южэнергострой» к электрической сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 19.01.2018 г.);
- генерация Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 с установленной мощностью по 24,9 МВт каждая, в соответствии с водно-энергетическими показателями учтена в режимах летних максимальных нагрузок полной установленной мощностью;
- присоединение Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2 принято согласно утвержденным ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018 г. и разработанных схем выдачи мощности (СВМ) Красногорской

малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2: по 2-м КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1 и Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2 на шины 110 кВ Зеленчукской ГАЭС;

- присоединение Нижне-Красногорской малой ГЭС принято согласно утвержденным ТУ № 767р на ТП энергетических установок ООО «Южэнергострой» к электрической сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 19.01.2018 г. и разработанной СВМ Нижне-Красногорской малой ГЭС и предусматривает её подключение путем сооружения отпайки от опоры № 184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км и отпайки от опоры № 55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км. На МГЭС устанавливаются три гидрогенератора установленной (максимальной) мощностью 9,95 МВт, 9,95 МВт и 5 МВт с номинальным напряжением 10,5 кВ с присоединением к КРУ 10 кВ;

- присоединение ПС 110 кВ Технопарк принято согласно ТУ от 07.09.2016 г. №611р на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств ООО «Строитель» максимальной мощностью 31,5 МВт, договор ТП не заключен, ввод планируется в 2019 г., и предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Технопарк будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 54 ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) ориентировочной протяженностью 0,4 км и отпайки от опоры № 83 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) ориентировочной протяженностью 0,1 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2019 г.;

- присоединение новой ПС 110 кВ Свобода принято согласно ТУ от 11.09.2018 г. №802р с изменениями от 25.01.2019 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» максимальной мощностью 29,05 МВт и договора на технологическое присоединение (ДТП) № 59/2019 от 18.03.2019г, ввод планируется в 2021 г., и предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Свобода будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 127 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126 ориентировочной протяженностью 0,045 км и отпайки от опоры № 11 ВЛ 110 кВ Северная - Холодмаш (Л-27) ориентировочной протяженностью 0,073 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2021 г.;

- режимы при плавке гололеда на КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко рассматриваются с нагрузкой на шинах 110 кВ на ПС 330 кВ Черкесск равной 32 + j19, что соответствует потребляемой мощности устройствами плавки гололёда при проплавлении гололёда по всей длине ВЛ 330 кВ;

- для нормальной схемы сети напряжение на шинах питающих подстанций в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» необходимо обеспечивать в пределах 1,05 номинального;

- в послеаварийных режимах на стороне высокого напряжения понижающих подстанций необходимо обеспечивать такие уровни напряжения, при которых на вторичной

стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение будет не ниже номинального.

Результаты расчетов в графическом виде представлены в Приложениях Д÷И для этапов 2020- 2024 гг. и в табличном виде – в таблицах 4.3.1 - 4.3.2.

Учитывая незначительный прирост потребления Республики Карачаево-Черкессия (согласно материалам, утвержденной «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы») порядка 3-4 МВт ежегодно, а также при незначительном изменении конфигурации сети 35-110 кВ, загрузка элементов сети 35-110 кВ энергосистемы незначительно отличается в период 2020-2024 гг. Для всех расчетных периодов характерны следующие выводы и рекомендации из анализов режимов 2020-2024 г.:

1. Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020- 2024 гг. показал, что при отключении одного элемента электрической сети (линии электропередачи, автотрансформатора) загрузка оставшихся в работе элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. Нагрузка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях. В аварийном режиме (N-1) при отключении одного трансформатора нагрузка второго трансформатора на всех подстанциях 110 и 35 кВ также не превысит номинальную, за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА превышает номинальную. Подробно мероприятия по приведению установленной мощности трансформаторов на ПС 110 кВ Северная в соответствие с их максимальной нагрузкой рассмотрены в разделе 4.3.2 «Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах».

2. Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко в часы зимних минимальных нагрузок при заряде ГАЭС может приводить в 2020 г. к перегрузке ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня на 11,7 % (см. Приложение Д-2.6), аналогичная картина происходит в 2024 г. (см. Приложение И-2.6), при этом происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС до 101 и 99 кВ. Для устранения перегрузки ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-25) устройствами АОПО на ПС 110 кВ Северная поэтапно отключаются ВЛ 110кВ Северная – Южная с отпайками (Л-095) и ВЛ 110кВ Черкесск–Северная (Л-097). Отключение данных ВЛ приводит к снижению напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС ниже напряжения уставки срабатывания устройств АОСН равной 87 кВ, отключающих поэтапно генераторы Г-3 и Г-4 на Зеленчукской ГАЭС работающих в насосном режиме. Отключение генератора Г-3 повышает напряжение до 85-83 кВ, отключение Г-4, повышает напряжение до 98-95 кВ в режимах 2020 и 2024 годах соответственно (см. Приложение Д-2.7 и И-2.7).

3. В режиме летних максимальных нагрузок 2022 года, когда Красногорская МГЭС-1 участвует в покрытии нагрузок, в нормальной схеме сети и при отключении одного элемента электрической сети загрузка оставшихся в работе элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. В режимах летних максимальных нагрузок 2023 года при работе Красногорской МГЭС-2 и Нижне-Красногорской МГЭС в нормальной схеме сети, токовая нагрузка элементов сети не превышает длительно-допустимых величин. При отключении ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск происходит перегрузка 4-х отходящих от

Зеленчукской ГАЭС ВЛ 110 кВ сверх длительно допустимой токовой нагрузки провода, но ниже аварийно-допустимой. Для исключения перегрузок в сети 110 кВ при выдаче полной мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2 (49,8 МВт) и Нижне-Красногорской МГЭС (23,7 МВт) в послеаварийном режиме, при отключении ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск требуется ограничение выдаваемой мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2, и Нижне-Красногорской МГЭС на 60 МВт, либо отключение генератора Г-3 на Зеленчукской ГАЭС (см. Приложение З-3.2.1 и З-3.2.2).

В соответствии с ТЗ на разработку СВМ Красногорских МГЭС в ремонтных схемах допускается снижение нагрузки Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2 для обеспечения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений.

4. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск в режиме летних максимальных нагрузок 2020 – 2024 гг. в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-31), в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Ток Москвы (Л-143), в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144), в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС - Южная с отпайками (Л-42) и в других ремонтно-аварийных схемах в сети 110 кВ приводит к перегрузу ряда ВЛ 110 кВ в прилегающей сети (таблица 4.3.1-4.3.2). Выявленные перегрузы электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики ликвидируются устройствами АОПО ЛЭП 110 кВ, отходящих от Зеленчукской ГАЭС, реализующими управляющие воздействия на отключение Г-3 и/или Г-4 Зеленчукской ГАЭС (см. Приложение Д-3.10÷Д-3.13, И-3.6, И-3.7).

5. На Зеленчукской ГАЭС рассмотрены режимы при выводе в ремонт АТ-1 или Т-3, когда секционная перемычка между 1 и 2 секциями РУ 13,8 кВ позволяет скоммутировать оба генератора (Г-3 и Г-4) Зеленчукской ГАЭС либо через блочный трансформатор Т-3, либо через АТ-1. В таблице 4.3.1 и 4.3.2 и в графических приложениях приведены результаты расчетов с выдачей/приемом полной мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3 или через АТ-1. При аварийном отключении (выводе в ремонт) АТ-1 330/110/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС мощность блочного трансформатора Т-3 200 МВА обеспечивает выдачу/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС в энергосистему без ограничений.

При выводе в ремонт Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС ограничивается мощностью обмотки низкого напряжения (НН) АТ-1 Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1). Номинальный ток обмотки НН АТ-1 200 МВА Зеленчукской ГАЭС составляет 3347 А, а номинальный ток генератора Г-3 (Г-4) – 3447 А в генераторном режиме и 3439 А в двигательном режиме при номинальном cos φ. Таким образом, для недопущения перегруза обмотки низкого напряжения (НН) АТ-1 Зеленчукской ГАЭС сверх номинальных значений, при выводе в ремонт Т-3 Зеленчукской ГАЭС необходимо ограничивать суммарную генерацию Г-3, Г-4 Зеленчукской ГАЭС, при работе станции в насосном режиме потребуется отключение Г-3 или Г-4.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск в режиме летних максимальных нагрузок 2023г и 2024 года в схеме ремонта ряда ВЛ 110 кВ может приводит к перегрузке элементов электрической сети 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. Перегрузки в сети 110 кВ в таких режимах будут устраняться действием ПА на разгрузку Красногорских МГЭС и Нижне-Красногорской МГЭС либо отключение генератора Г-3 на Зеленчукской ГАЭС.

Выполненные расчеты показали также, что аварийное отключение одного из элементов сети 110 и 330 кВ в схеме ремонта АТ-1 Зеленчукской ГАЭС с выдачей полной мощности обоих генераторов (Г-3 и Г-4) Зеленчукской ГАЭС не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. При выводе в ремонт Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-4 выдача/приём полной мощности гидрогенератора Г-3 обеспечивается без ограничений.

Таблица 4.3.1 – Токовая загрузка АТ 330/110 кВ и наиболее загруженных ВЛ 330 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки 2020 года

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4-Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. +10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300 1564*		*2АС-300 1633*		*2АС-300 1564*		*125 МВА 219*		*200 МВА 350/3347***		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 517**		*АС-150 517*		*АС-120 437*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
I. Зимний максимум нагрузок 2020 г. (Потребление ЭС КЧР 230 МВт)																						
Нормальная схема.	72,4	*4,6*	476,7	*29,2*	434,5	*27,8*	62,0	*28,3*	62,9	*18,0*	161,6	*27,6*	126,8	*21,6*	251,4	*42,9*	186,5	*36,0*	159,2	*30,8*	219,5	*50,2*
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		493,0	*30,2*	426,5	*27,3*	45,1	*20,6*	121,7	*34,8*	128,3	*21,9*	138,8	*23,7*	241,8	*41,2*	210,2	*40,6*	195,7	*37,8*	230,1	*52,7*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	129,5	*8,3*	Откл.		117,2	*7,5*	38,8	*17,7*	33,4	*9,5*	124,2	*21,2*	78,7	*13,4*	397,1	*67,7*	155,9	*30,1*	112,7	*21,8*	163,5	*37,4*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	44,2	*2,8*	147,5	*9,0*	Откл.		94,0	*42,9*	89,6	*25,6*	173,4	*29,6*	273,2	*46,6*	222,8	*38,0*	204,8	*39,6*	181,4	*35,1*	235,7	*53,9*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	56,3	*3,6*	464,7	*28,5*	442,1	*28,3*	86,8	*39,6*	78,8	*22,5*	132,7	*22,6*	111,6	*19,0*	266,3	*45,4*	190,6	*36,8*	165,6	*32,0*	215,9	*49,4*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	136,1	*8,7*	509,8	*31,2*	428,6	*27,4*	114,9	*52,5*	Откл.		283,2	*48,3*	86,4	*14,7*	298,5	*50,9*	107,4	*20,7*	40,8	*7,9*	182,3	*41,7*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	68,3	*4,4*	474,8	*29,1*	434,8	*27,8*	58,2	*26,6*	66,9	*19,1*	Откл.		129,5	*22,1*	254,7	*43,4*	187,2	*36,2*	160,3	*31,0*	218,7	*50,0*
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская	86,3	*5,5*	470,1	*28,8*	437,7	*28,0*	65,0	*29,7*	48,4	*13,8*	166,8	*28,4*	126,2	*21,5*	251,8	*42,9*	Откл.		254,0	*49,1*	210,8	*48,2*
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	86,6	*5,5*	469,7	*28,8*	437,2	*28,0*	65,3	*29,8*	48,1	*13,7*	167,4	*28,6*	125,2	*21,4*	251,9	*42,9*	250,7	*48,4*	Откл.		209,6	*48,0*
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	85,6	*5,5*	475,4	*29,1*	435,7	*27,9*	68,1	*31,1*	49,4	*14,1*	137,9	*23,5*	122,6	*20,9*	255,4	*43,5*	195,8	*37,8*	173,8	*33,6*	220,9	*50,5*
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	82,8	*5,3*	473,3	*29,0*	436,1	*27,9*	65,4	*29,8*	52,1	*14,9*	193,9	*33,1*	124,9	*21,3*	254,1	*43,3*	194,1	*37,5*	170,8	*33,0*	220,9	*50,5*
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	53,3	*3,4*	463,9	*28,4*	441,9	*28,3*	Откл.		80,8	*23,1*	Откл.		115,5	*19,7*	272,0	*46,4*	190,7	*36,9*	165,9	*32,1*	215,5	*49,3*
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	68,3	*4,4*	454,2	*27,8*	464,3	*29,7*	72,4	*33,0*	66,4	*19,0*	176,6	*30,1*	Откл.		253,5	*43,2*	202,5	*39,1*	183,4	*35,4*	217,7	*49,8*
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	75,3	*4,8*	497,9	*30,5*	462,7	*29,6*	60,0	*27,4*	61,2	*17,5*	153,8	*26,2*	152,2	*26,0*	251,3	*42,8*	186,4	*36,0*	157,8	*30,5*	218,7	*50,1*
14 Откл. ВЛ 110кВ Невинномысская ГРЭС – Академическая (Л-222)	61,4	*3,9*	496,7	*30,4*	429,7	*27,5*	67,1	*30,7*	76,1	*21,8*	172,7	*29,4*	121,3	*20,7*	265,2	*45,2*	207,6	*40,1*	193,2	*37,3*	209,3	*47,9*
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 ЗГАЭС через Т-3)	241,5	*15,4*	434,4	*26,6*	458,5	*29,3*	119,1	*54,4*	Откл.		289,3	*49,3*	90,2	*15,4*	289,2	*49,3*	108,9	*21,0*	43,4	*8,4*	188,2	*43,1*
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	45,6	*2,9*	551,3	*33,8*	406,5	*26,0*	60,7	*27,7*	45,6	*13,0*	161,9	*27,6*	120,0	*20,5*	264,8	*45,2*	178,9	*34,6*	147,4	*28,5*	210,8	*48,2*

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300 1564*		*2АС-300 1633*		*2АС-300 1564*		*125 МВА 219*		*200 МВА 350/3347***		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 517**		*АС-150 517*		*АС-120 437*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. Зимний минимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 172 МВт)																						
Нормальная схема	266,9	*17,1*	509,9	*31,2*	135,4	*8,7*	73,7	*33,7*	140,3	*40,1*	203,2	*34,6*	17,1	*2,9*	254,5	*43,4*	102,5	*19,8*	69,7	*13,5*	217,4	*49,7*
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		451,4	*27,6*	168,4	*10,8*	162,2	*74,1*	142,5	*40,7*	402,7	*68,7*	42,7	*7,3*	311,6	*53,1*	59,2	*11,4*	129,1	*24,9*	166,8	*38,2*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	216,8	*13,9*	Откл.		247,3	*15,8*	39,2	*17,9*	97,5	*27,8*	146,2	*24,9*	38,1	*6,5*	415,3	*70,8*	77,9	*15,0*	61,9	*12,0*	156,1	*35,7*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	272,9	*17,4*	425,6	*26,1*	Откл.		79,9	*36,5*	145,7	*41,6*	203,9	*34,8*	56,3	*9,6*	246,9	*42,1*	105,6	*20,4*	72,7	*14,0*	221,4	*50,7*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	286,1	*18,3*	495,8	*30,4*	141,4	*9,0*	103,5	*47,2*	159,9	*45,7*	168,3	*28,7*	12,6	*2,1*	272,0	*46,4*	107,4	*20,8*	77,5	*15,0*	212,8	*48,7*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	131,8	*8,4*	421,2	*25,8*	165,2	*10,6*	85,7	*39,1*	Откл.		228,7	*39,0*	25,8	*4,4*	245,3	*41,8*	93,2	*18,0*	56,0	*10,8*	223,6	*51,2*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	272,0	*17,4*	507,6	*31,1*	135,5	*8,7*	68,9	*31,5*	145,8	*41,7*	Откл.		20,3	*3,5*	258,7	*44,1*	103,6	*20,0*	71,7	*13,9*	216,1	*49,5*
7 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	158,2	*10,1*	Откл.		Откл.		79,2	*36,2*	36,1	*10,3*	62,1	*10,6*	328,3	*56,0*	655,2	*111,7*	57,5	*11,1*	135,7	*26,2*	69,5	*15,9*
7.1 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко. Действие АОПО на ПС 110кВ Северная на откл. ВЛ 110кВ Л-95 и Л-97 и АОСН на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	14,1	*0,9*	Откл.		Откл.		7,1	*3,2*	12,4	*3,5*	115,6	*19,7*	359,5	*61,3*	211,8	*36,1*	23,4	*4,5*	45,3	*8,8*	94,6	*21,6*
8 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	259,7	*16,6*	506,5	*31,0*	136,6	*8,7*	75,1	*34,3*	132,6	*37,9*	205,5	*35,0*	17,2	*2,9*	254,4	*43,4*	Откл.		121,7	*23,5*	213,3	*48,8*
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	261,6	*16,7*	507,2	*31,1*	136,2	*8,7*	74,9	*34,2*	134,5	*38,4*	205,2	*35,0*	17,1	*2,9*	254,4	*43,4*	130,4	*25,2*	Откл.		214,2	*49,0*
10. Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	277,6	*17,7*	510,0	*31,2*	134,8	*8,6*	69,5	*31,8*	150,2	*42,9*	170,0	*29,0*	20,9	*3,6*	249,8	*42,6*	98,9	*19,1*	66,7	*12,9*	216,7	*49,6*

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110кВ Зелечукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300 1564*		*2АС-300 1633*		*2АС-300 1564*		*125 МВА 219*		*200 МВА 350/3347***		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 517**		*АС-150 517*		*АС-120 437*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. Зимний минимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 172 МВт)																						
11.Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	291,2	*18,6*	509,5	*31,2*	143,9	*9,2*	Откл.		164,7	*47,1*	Откл.		4,6	*0,8*	277,3	*47,3*	102,3	*19,8*	69,9	*13,5*	207,5	*47,5*
12. Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	307,4	*19,7*	506,3	*31,0*	146,4	*9,4*	85,4	*39,0*	180,7	*51,6*	261,6	*44,6*	Откл.		265,4	*45,3*	113,0	*21,8*	86,8	*16,8*	201,5	*46,1*
13.Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2–Майская (Л-147)	267,9	*17,1*	533,1	*32,6*	150,9	*9,6*	72,8	*38,2*	141,1	*40,3*	196,6	*33,5*	34,3	*5,8*	261,2	*44,5*	97,0	*18,8*	61,2	*11,8*	212,6	*48,6*
14. Откл. ВЛ 110кВ Невинномысская ГРЭС - Академическая (Л-222)	286,4	*18,3*	548,1	*33,6*	133,6	*8,5*	80,7	*36,8*	159,2	*45,5*	216,5	*36,9*	14,1	*2,4*	280,1	*47,8*	120,8	*23,3*	97,8	*18,9*	199,9	*45,7*
15. Рем.АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 ЗелГАЭС через Т-3)	264,0	*16,9*	518,6	*31,8*	138,7	*8,9*	80.7	*36,9*	Откл.		218,9	*37,3*	24,1	*4,1*	263,3	*44,9*	85,4	*16,5*	43,7	*8,5*	212,2	*48,5*

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300* / *1197*		*2АС-300* / *1250*		*2АС-300* / *1197*		*125 МВА* / *219*		*200 МВА* / *350/3347***		*АС-185* / *448*		*АС-185* / *448*		*АС-185* / *448*		*АС-185* / *396**		*АС-150* / *396*		*АС-120* / *334*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
III. Летний максимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 167 МВт)																						
Нормальная схема.	228,9	*19,1*	97,3	*7,8*	145,0	*12,1*	25,7	*11,7*	107,0	*30,6*	74,8	*16,7*	107,7	*24,0*	80,7	*18,0*	199,4	*50,4*	213,4	*53,9*	154,8	*46,3*
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		85,8	*6,9*	111,9	*9,4*	73,1	*33,4*	117,2	*33,5*	177,9	*39,6*	142,6	*31,8*	100,3	*22,4*	276,5	*69,8*	353,9	*89,4*	183,2	*54,8*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.	225,7	18,9	*Откл.*		188,4	*15,7*	32,6	*14,9*	99,6	*28,5*	83,5	*18,6*	108,4	*24,2*	83,9	*18,7*	191,9	*48,5*	226,9	*57,3*	159,0	*47,6*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	220,1	*18,4*	178,4	*14,3*	*Откл.*		39,3	*18,0*	98,6	*28,2*	89,4	*19,9*	144,2	*32,1*	82,5	*18,4*	191,4	*48,3*	224,1	*56,6*	156,0	*46,7*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	226,2	*18,9*	85,0	*6,8*	149,5	*12,5*	45,0	*20,5*	104,7	*29,9*	70,6	*15,7*	97,3	*21,7*	93,3	*20,8*	186,8	*47,2*	219,2	*55,4*	150,5	*45,0*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	128,6	*10,7*	33,9	*2,7*	122,3	*10,2*	32,1	*14,7*	*Откл.*		86,6	*19,3*	94,8	*21,1*	91,1	*20,3*	179,9	*45,4*	208,8	*52,7*	145,1	*43,4*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	230,0	*19,2*	84,6	*6,8*	146,0	*12,2*	30,5	*13,9*	107,5	*30,7*	*Откл.*		101,1	*22,5*	87,7	*19,5*	185,7	*46,9*	217,6	*54,9*	151,5	*45,3*
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	245,3	*20,5*	92,7	*7,4*	148,3	*12,4*	35,4	*16,2*	122,5	*35,0*	92,4	*20,6*	99,7	*22,2*	87,8	*19,6*	*Откл.*		311,3	*78,6*	141,6	*42,3*
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	251,3	*21,0*	95,7	*7,7*	148,6	*12,4*	36,4	*16,6*	128,7	*36,8*	94,2	*21,0*	98,2	*21,9*	88,3	*19,7*	273,0	*78,5*	*Откл.*		136,8	*40,9*
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	261,3	*21,8*	90,6	*7,2*	147,3	*12,3*	41,9	*19,1*	138,6	*39,6*	104,2	*23,2*	91,0	*20,3*	92,6	*20,6*	205,8	*52,0*	249,2	*62,9*	154,2	*46,1*
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	244,3	*20,4*	78,5	*6,3*	135,6	*11,3*	42,8	*19,5*	121,4	*34,7*	177,0	*39,4*	84,4	*18,8*	93,5	*20,8*	227,6	*57,5*	293,9	*74,2*	294,6	*88,1*
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	226,2	*18,9*	87,6	*7,0*	150,7	*12,6*	*Откл.*		105,2	*30,1*	*Откл.*		102,2	*22,8*	106,1	*23,6*	186,8	*47,2*	219,2	*55,4*	150,8	*45,1*
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	263,5	*22,0*	97,0	*7,8*	166,6	*13,9*	53,2	*24,3*	142,4	*40,7*	129,6	*28,9*	*Откл.*		101,2	*22,5*	196,6	*49,6*	233,1	*58,9*	156,9	*46,9*
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	232,1	*19,4*	74,9	*6,0*	164,5	*13,7*	32,2	*14,7*	108,7	*31,1*	86,0	*19,2*	117,9	*26,3*	86,2	*19,2*	185,6	*46,9*	216,5	*54,7*	151,3	*45,2*
14 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	262,2	*21,9*	95,9	*7,7*	149,1	*12,5*	39,9	*18,2*	139,6	*39,9*	93,9	*20,9*	94,2	*21,0*	94,1	*21,0*	206,5	*52,2*	249,5	*63,0*	154,9	*46,3*
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	239,0	*20,0*	89,4	*7,2*	145,9	*12,2*	32,8	*15,0*	*Откл.*		86,8	*19,3*	98,6	*22,0*	86,6	*19,3*	181,5	*45,8*	211,3	*53,3*	150,3	*44,9*
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	127,9	*10,7*	43,2	*3,5*	120,5	*10,1*	31,7	*14,5*	122,9	*35,1*	86,0	*19,2*	94,0	*21,0*	92,5	*20,6*	178,2	*45,0*	206,2	*52,1*	144,3	*43,2*
17 Рем. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск и откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	255,6	*21,4*	102,8	*8,2*	174,6	*14,6*	*Откл*		138,1	*39,5*	*Откл.*		*Откл.*		132,5	*29,5*	199,7	*50,4*	238,1	*60,1*	154,2	*46,1*
18 Рем. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко и откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	169,6	*14,2*	*Откл.*		*Ремонт*		84,9	*38,8*	44,3	*12,6*	117,9	*26,3*	261,8	*58,3*	141,4	*31,5*	231,7	*58,5*	282,0	*71,2*	200,5	*60,0*

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300 / 1197*		*2АС-300 / 1250*		*2АС-300 / 1197*		*125 МВА / 219*		*200 МВА / 350/3347***		*АС-185 / 448*		*АС-185 / 448*		*АС-185 / 448*		*АС-185 / 396**		*АС-150 / 396*		*АС-120 / 334*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
19 Рем. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		*Ремонт*		127,5	*10,7*	63,7	*29,1*	117,5	*33,6*	159,0	*35,4*	146,2	*32,6*	115,7	*25,8*	278,7	*70,4*	356,9	*90,1*	185,0	*55,3*
20 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		91,0	*7,3*	110,7	*9,2*	79,1	*36,1*	117,2	*33,5*	191,5	*42,7*	149,0	*33,2*	104,3	*23,2*	*Ремонт*		514,9	***130,0***	171,6	*51,3*
20.1 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. Действие АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	*Откл.*		92,6	*7,4*	87,4	*7,3*	29,5	*13,5*	0,0	*0,0*	82,6	*18,4*	92,6	*20,6*	97,9	*21,8*	*Ремонт*		309,9	*78,3*	133,2	*39,8*
21 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		93,5	*7,5*	106,3	*8,9*	75,8	*34,6*	117,1	*33,5*	380,8	*84,8*	140,6	*31,3*	108,2	*24,1*	369,9	*93,4*	474,6	*119,9*	203,2	*60,8*
22 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		94,6	*7,6*	112,0	*9,4*	83,4	*38,1*	117,2	*33,5*	201,2	*44,8*	152,4	*34,0*	105,5	*23,5*	454,6	*114,8*	*Ремонт*		166,1	*49,7*
23 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		94,7	*7,6*	105,9	*8,8*	75,7	*34,5*	117,2	*33,5*	107,3	*23,9*	140,6	*31,3*	108,5	*24,2*	367,7	*92,8*	469,6	*118,6*	199,5	*59,6*
23.1 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. Действие АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	*Откл.*		99,8	*8,0*	84,7	*7,1*	32,9	*15,0*	0,0	*0,0*	147,8	*32,9*	88,1	*19,6*	105,6	*23,5*	217,6	*55,0*	266,9	*67,4*	148,7	*44,5*
24 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС - Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. 1 сш. 110кВ ПС 110кВ Зеленчук	282,8	*23,6*	113,0	*9,0*	152,1	*12,7*	44,8	*20,5*	160,2	*45,8*	90,1	*20,1*	93,6	*20,9*	95,4	*21,3*	84,6	*21,4*	*Ремонт*		93,5	*28,0*

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4-Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300* *1196,8*		*2АС-300* *1249,6*		*2АС-300* *1196,8*		*125 МВА* *219*		*200 МВА* *350/3347***		*АС-185* *448,8*		*АС-185* *448,8*		*АС-185* *448,8*		*АС-185* *396**		*АС-150* *396*		*АС-120* *334,4*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
25 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	315,2	*26,3*	102,2	*8,2*	151,4	*12,6*	58,5	*26,7*	193,1	*55,2*	146,7	*32,7*	76,8	*17,1*	105,5	*23,5*	243,7	*61,6*	307,8	*77,7*	158,3	*47,3*
26 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	292,3	*24,4*	106,6	*8,5*	152,0	*12,7*	47,3	*21,6*	170,1	*48,6*	196,9	*43,9*	88,4	*19,7*	97,9	*21,8*	316,0	*79,8*	*Ремонт*		136,9	*40,9*
27 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	282,4	*23,6*	102,3	*8,2*	151,4	*12,6*	45,4	*20,7*	159,9	*45,7*	187,4	*41,8*	90,7	*20,2*	97,0	*21,6*	*Ремонт*		362,5	*91,5*	142,8	*42,7*
28 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	296,0	*24,7*	117,8	*9,4*	155,9	*13,0*	44,2	*20,2*	173,7	*49,6*	108,4	*24,1*	95,2	*21,2*	93,1	*20,7*	*Откл.*		*Ремонт*		106,6	*31,9*
29 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	292,3	*24,4*	103,7	*8,3*	151,2	*12,6*	48,1	*22,0*	170,0	*48,6*	115,6	*25,8*	86,6	*19,3*	95,8	*21,3*	312,6	*78,9*	*Ремонт*		137,4	*41,1*
30 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	282,3	*23,6*	99,6	*8,0*	150,6	*12,6*	46,2	*21,1*	159,8	*45,7*	112,5	*25,1*	89,0	*19,8*	95,0	*21,2*	*Ремонт*		358,8	*90,6*	143,2	*42,8*
31 Рем. ВЛ 110кВ Эркен-Шахар – Новая Деревня (Л-200) и откл. ВЛ 110кВ ГАЭС – Береговая (Л-26)	225,3	*18,8*	77,7	*6,2*	138,9	*11,6*	42,1	*19,2*	101,6	*29,0*	103,5	*23,1*	91,2	*20,3*	55,3	*12,3*	186,8	*47,2*	219,4	*55,4*	148,7	*44,5*
32 Рем. ВЛ 110кВ Усть-Джегута – Южная (Л-099) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	262,5	*21,9*	95,3	*7,6*	149,2	*12,5*	38,3	*17,5*	140,3	*40,1*	70,1	*15,6*	94,4	*21,0*	92,6	*20,6*	206,9	*52,3*	249,7	*63,1*	154,3	*46,1*
33 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	316,1	*26,4*	105,0	*8,4*	152,3	*12,7*	57,2	*26,1*	194,1	*55,5*	87,4	*19,5*	78,2	*17,4*	105,0	*23,4*	242,6	*61,3*	306,0	*77,3*	159,1	*47,6*
34 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	239,3	*20,0*	95,65	*7,7*	146,4	*12,2*	34,69	*15,8*	*Откл.*		91,6	*20,4*	89,4	*19,9*	87,0	*19,4*	310,5	*78,4*	*Откл.*		138	*41,3*

Продолжение таблицы 4.3.1

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4 - Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+25°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	2АС-300 / 1360		2АС-300 / 1420		2АС-300 / 1360		125 МВА / 219		200 МВА 350/3347**		АС-185 / 510		АС-185 / 510		АС-185 / 510		АС-185 / 450*		АС-150 / 450		АС-120 / 380	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
IV. Летний минимум нагрузок 2020г. (Потребление ЭС КЧР 107 МВт)																						
Нормальная схема	237,9	17,5	243,2	17,1	91,3	6,7	49,8	22,7	108,1	30,9	139,8	27,4	18,9	3,7	85,2	16,7	46,3	10,3	19,6	4,4	106,3	28,0
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл		202,1	14,2	62,9	4,6	132,1	60,3	140,9	40,3	322,6	63,2	70,3	13,8	138,1	27,1	73,6	16,4	138,9	30,9	62,1	16,3
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	212,8	15,6	Откл		258,1	19,0	28,0	12,8	79,7	22,8	107,2	21,0	46,3	9,1	167,4	32,8	15,7	3,5	24,6	5,5	75,8	19,9
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	230,9	17,0	318,2	22,4	Откл		48,1	22,0	100,6	28,7	142,9	28,0	51,1	10,0	96,5	18,9	28,6	6,4	18,0	4,0	101,4	26,7
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	250,5	18,4	237,3	16,7	86,3	6,3	76,9	35,1	120,7	34,5	121,1	23,7	34,4	6,7	102,7	20,1	36,1	8,0	27,1	6,0	101,8	26,8
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	132,5	9,7	166,5	11,7	68,9	5,1	52,9	24,2	Откл		139,3	27,3	10,2	2,0	72,2	14,2	46,7	10,4	39,9	8,9	117,1	30,8
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	240,0	17,6	246,4	17,4	91,8	6,7	51,3	23,4	110,1	31,5	Откл		19,5	3,8	92,2	18,1	33,3	7,4	23,1	5,1	104,3	27,4
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	233,4	17,2	247,3	17,4	91,6	6,7	55,2	25,2	103,3	29,5	147,8	29,0	21,6	4,2	88,7	17,4	Откл.		38,1	8,5	103,7	27,3
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	234,3	17,2	247,6	17,4	91,8	6,8	55,1	25,1	104,1	29,8	147,6	28,9	21,5	4,2	88,7	17,4	41,1	9,1	Откл.		104,3	27,4
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	248,4	18,3	249,7	17,6	93,1	6,8	50,0	22,8	117,9	33,7	166,8	32,7	18,0	3,5	85,8	16,8	26,6	5,9	19,5	4,3	104,1	27,4
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	245,8	18,1	249,3	17,6	92,8	6,8	50,9	23,3	115,3	32,9	116,6	22,9	18,6	3,6	85,4	16,7	27,5	6,1	19,9	4,4	104,6	27,5
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	252,7	18,6	237,8	16,7	87,1	6,4	Откл		123,1	35,2	Откл		33,8	6,6	102,7	20,1	36,3	8,1	27,7	6,1	101,2	26,6
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	269,7	19,8	240,1	16,9	92,3	6,8	68,3	31,2	139,4	39,8	224,9	44,1	Откл		99,0	19,4	42,9	9,5	38,3	8,5	95,4	25,1
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	235,2	17,3	259,1	18,2	80,6	5,9	53,7	24,5	105,1	30,0	142,2	27,9	10,7	2,1	88,8	17,4	32,6	7,2	21,3	4,7	104,9	27,6
14 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	269,7	19,8	256,2	18,0	99,5	7,3	47,2	21,6	Откл		129,8	25,5	14,3	2,8	83,6	16,4	44,6	9,9	36,7	8,2	110,4	29,0
15 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	122,0	9,0	166,1	11,7	64,7	4,8	55,4	25,3	122,0	34,9	144,7	28,4	14,6	2,9	74,0	14,5	41,7	9,3	33,5	7,5	114,9	30,2

Примечания: 1. Токовая перегрузка ВЛ в расчетных режимах выделена цвстом, токовая загрузка ВЛ указана в амперах (А) и в процентах (%) от длительно допустимого тока.

2. *) – токовая нагрузка ограничивается: для ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) – допустимой токовой нагрузкой ошиновки ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Карачаевск, выполненной проводом АС-150.

3 **) – в режимах с отключением Т-3 330/13,8 кВ на Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 ограничивается номинальным током обмотки НН АТ-1 330/110/13,8кВ мощностью 200 МВА Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1), номинальная токовая нагрузка обмотки НН = 3347А, что требует ограничение полной мощности (генерации/зарядки) станции на 70-80 МВт.(т.е. отключение Г-4).

Таблица 4.3.2 – Токовая загрузка АТ 330/110 кВ и наиболее загруженных ВЛ 330 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки 2024 года

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зелечукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300* *1564*		*2АС-300* *1633*		*2АС-300* *1564*		*125 МВА* *219*		*200 МВА* *350/3347***		*АС-185* *586*		*АС-185* *586*		*АС-185* *586*		*АС-185* *517**		*АС-150* *517*		*АС-120* *437*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
I. Зимний максимум нагрузок 2024 г. (Потребление ЭС КЧР 242 МВт)																						
Нормальная схема.	130,3	*8,3*	458,9	*28,1*	500,8	*32,0*	54,0	*24,6*	24,1	*6,9*	139,4	*23,8*	153,6	*26,2*	245,6	*41,9*	209,4	*40,5*	193,9	*37,5*	225,0	*51,5*
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	Откл.		491,5	*30,1*	484,6	*31,0*	35,5	*16,2*	121,3	*34,6*	108,4	*18,5*	176,8	*30,1*	228,8	*39,0*	257,0	*49,7*	267,2	*51,6*	245,6	*56,2*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	185,1	*11,8*	Откл.		195,4	*12,5*	41,1	*18,8*	56,2	*16,1*	116,5	*19,9*	107,8	*18,4*	383,1	*65,3*	178,1	*34,4*	144,5	*27,9*	171,4	*39,2*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	94,1	*6,0*	85,4	*5,2*	Откл.		89,5	*40,9*	39,5	*11,3*	151,5	*25,8*	322,0	*54,9*	213,9	*36,5*	231,2	*44,7*	220,4	*42,6*	243,6	*55,7*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	117,1	*7,5*	448,9	*27,5*	507,0	*32,4*	75,3	*34,4*	32,7	*9,3*	114,1	*19,5*	141,9	*24,2*	258,0	*44,0*	212,7	*41,1*	199,0	*38,5*	222,2	*50,8*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	139,1	*8,9*	506,3	*31,0*	487,0	*31,1*	84,7	*38,7*	Откл.		209,0	*35,6*	126,4	*21,6*	278,1	*47,4*	158,2	*30,6*	117,5	*22,7*	198,9	*45,5*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	127,5	*8,2*	457,4	*28,0*	501,1	*32,0*	50,7	*23,1*	27,0	*7,7*	Откл.		155,7	*26,5*	248,2	*42,3*	209,9	*40,6*	194,7	*37,6*	224,5	*51,4*
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-31)	146,5	*9,4*	451,4	*27,6*	504,5	*32,3*	57,5	*26,2*	27,2	*7,8*	145,5	*24,8*	152,9	*26,1*	246,2	*42,0*	Откл.		300,0	*58,0*	215,0	*49,2*
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	148,3	*9,5*	450,4	*27,6*	504,1	*32,2*	57,9	*26,5*	29,3	*8,4*	146,4	*25,0*	151,7	*25,9*	246,4	*42,0*	287,5	*55,6*	Откл.		212,6	*48,7*
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	153,7	*9,8*	456,7	*28,0*	502,9	*32,2*	63,9	*29,2*	30,9	*8,8*	115,2	*19,6*	146,3	*24,9*	252,5	*43,1*	225,2	*43,5*	219,1	*42,3*	227,5	*52,1*
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	149,4	*9,6*	454,3	*27,8*	503,4	*32,2*	60,4	*27,6*	28,8	*8,2*	195,0	*33,3*	149,4	*25,5*	251,6	*42,9*	223,0	*43,1*	215,2	*41,6*	227,2	*52,0*
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	115,4	*7,4*	446,9	*27,4*	507,3	*32,4*	Откл.		35,0	*10,0*	Откл.		146,5	*25,0*	267,9	*45,7*	212,7	*41,1*	199,2	*38,5*	222,2	*50,8*
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	143,6	*9,2*	434,7	*26,6*	535,6	*34,2*	66,4	*30,3*	35,8	*10,2*	133,3	*22,7*	Откл.		247,6	*42,2*	225,5	*43,6*	217,7	*42,1*	227,7	*52,1*
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	133,2	*8,5*	481,4	*29,5*	530,9	*33,9*	52,0	*23,7*	24,3	*7,0*	132,7	*22,6*	180,9	*30,8*	245,4	*41,8*	209,3	*40,4*	192,4	*37,2*	224,2	*51,3*
14 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	149,7	*9,6*	451,1	*27,6*	504,3	*32,2*	58,1	*26,5*	29,1	*8,3*	188,9	*32,2*	151,2	*25,8*	249,5	*42,5*	222,4	*43,0*	214,3	*41,4*	227,9	*52,1*
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. Выдача мощности Г-3 и Г-4 З ГАЭС через Т-3)	243,0	*15,5*	430,4	*26,4*	516,3	*33,0*	88,7	*40,5*	Откл.		214,5	*36,6*	130,1	*22,2*	269,0	*45,9*	159,6	*30,8*	120,0	*23,2*	204,8	*46,9*
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	23,0	*1,5*	534,2	*32,7*	472,3	*30,2*	52,3	*23,9*	22,7	*6,5*	138,9	*23,7*	147,1	*25,1*	259,2	*44,2*	201,6	*39,0*	182,1	*35,2*	216,3	*49,5*

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110кВ Зелечукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300* *1564*		*2АС-300* *1633*		*2АС-300* *1564*		*125 МВА* *219*		*200 МВА* *350/3347***		*АС-185* *586*		*АС-185* *586*		*АС-185* *586*		*АС-185* *517**		*АС-150* *517*		*АС-120* *437*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. Зимний минимум нагрузок 2024г. (Потребление ЭС КЧР 181 МВт)																						
Нормальная схема	271,3	*17,3*	538,0	*32,9*	148,1	*9,5*	77,1	*35,2*	145,3	*41,5*	208,4	*35,5*	20,4	*3,5*	263,2	*44,9*	102,7	*19,8*	68,6	*13,3*	210,8	*48,2*
1Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесс	Откл.		479,1	*29,3*	183,5	*11,7*	167,7	*76,6*	143,6	*41,0*	413,3	*70,5*	41,0	*7,0*	322,2	*54,9*	59,8	*11,6*	135,1	*26,1*	159,0	*36,4*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	219,4	*14,0*	Откл.		250,8	*16,0*	40,6	*18,5*	100,2	*28,6*	148,9	*25,4*	38,0	*6,5*	433,4	*73,9*	75,5	*14,6*	62,6	*12,1*	145,6	*33,3*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	278,7	*17,8*	440,5	*27,0*	Откл.		84,7	*38,7*	151,8	*43,4*	209,8	*35,8*	65,0	*11,1*	254,6	*43,4*	106,3	*20,5*	72,0	*13,9*	215,6	*49,3*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	291,2	*18,6*	523,2	*32,0*	155,0	*9,9*	108,2	*49,4*	165,9	*47,4*	172,0	*29,3*	12,1	*2,1*	281,7	*48,0*	107,8	*20,8*	76,7	*14,8*	206,0	*47,1*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	133,4	*8,5*	447,5	*27,4*	180,1	*11,5*	91,1	*41,6*	Откл.		238,6	*40,7*	28,1	*4,8*	255,4	*43,5*	90,6	*17,5*	50,4	*9,7*	216,4	*49,5*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	276,5	*17,7*	535,6	*32,8*	148,2	*9,5*	72,1	*32,9*	151,0	*43,1*	Откл.		23,7	*4,0*	267,6	*45,6*	103,8	*20,1*	70,6	*13,6*	209,5	*47,9*
7 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	159,6	*10,2*	Откл.		Откл.		79,9	*36,5*	36,7	*10,5*	64,1	*10,9*	330,8	*56,4*	676,5	*115,3*	59,8	*11,6*	142,6	*27,6*	63,9	*14,6*
7.1 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко. Действие АОПО на ПС 110кВ Северная на откл. ВЛ 110кВ Л-95 и Л-97 и АОСН на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	13,7	*0,9*	Откл.		Откл.		6,8	*3,1*	12,4	*3,5*	115,6	*19,7*	360,1	*61.4*	230,5	*39,3*	20,2	*3,9*	51,0	*9,8*	89,4	*20,4*
8 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	264,2	*16,9*	534,6	*32,7*	149,4	*9,5*	78,5	*35,9*	137,7	*39,3*	210,7	*35,9*	20,4	*3,5*	263,1	*44,9*	Откл.		120,5	*23,3*	206,8	*47,3*
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	266,2	*17,0*	535,4	*32,8*	148,9	*9,5*	78,2	*35,7*	139,7	*39,9*	210,4	*35,9*	20,3	*3,5*	263,2	*44,9*	130,0	*25,1*	Откл.		207,9	*47,6*
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	282,4	*18,1*	538,2	*33,0*	147,4	*9,4*	72,8	*33,2*	155,6	*44,4*	174,4	*29,7*	24,2	*4,1*	258,4	*44,1*	99,1	*19,2*	66,3	*12,8*	210,1	*48,1*

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня		КВЛ 110кВ Зелчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая	
											(Л-217)		(Л-100)		(Л-025)		(Л-031)		(Л-144)		(Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при токр. возд. =+10°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300 1564*		*2АС-300 1633*		*2АС-300 1564*		*125 МВА 219*		*200 МВА 350/3347***		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 586*		*АС-185 517**		*АС-150 517*		*АС-120 437*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
II. **Зимний минимум нагрузок 2024г.**																						
(Потребление ЭС КЧР 181 МВт)																						
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	294.5	*18,8*	535,3	*32,8*	158.5	*10,1*	Откл		168,8	*48,2*	Откл.		9,5	*1,6*	288.4	*49,2*	102.3	*19,8*	69,9	*13,5*	200.7	*45,9*
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	309,3	*19,8*	531.5	*32,5*	161.7	*10.3*	89.3	*40,8*	183,0	*52,3*	263.0	*44,8*	Откл.		274.4	*46,8*	112.9	*21,8*	86,4	*16,7*	195.1	*44,7*
13Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2–Майская(Л-147)	270.5	*17,3*	560.7	*34,3*	166,0	*10,6*	75.8	*34,6*	144.3	*41,2*	200.2	*34,1*	39,8	*6,8*	269.8	*46,0*	96.9	*18,7*	60.9	*11,8*	205.8	*47,1*
14 Откл. ВЛ 110кВ Невинномысская ГРЭС – Академическая (Л-222)	289,5	*18,5*	575,4	*35,2*	146,9	*9,4*	83,9	*38,3*	162,8	*46,5*	220,8	*37,6*	18,8	*3,2*	289,0	*49,3*	120,9	*23,4*	97,5	*18,8*	192,9	*44,1*
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. Выдача мощности Г-3 и Г-4 3 ГАЭС через Т-3)	265,5	*17,0*	544,4	*33,3*	153,3	*9.8*	85,2	*38,9*	Откл.		225,9	*38,5*	27,4	*4,7*	273,0	*46,5*	83,3	*16,1*	40,1	*7,8*	205,0	*46,9*
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	160.7	*10.3*	467,0	*28,6*	182.0	*11,6*	77.6	*35,4*	160.7	*45,9*	202.9	*34.6*	33.7	*5,7*	255.7	*43.6*	103.6	*20,0*	69.9	*13.5*	215.8	*49.4*

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4-Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300* / *1197*		*2АС-300* / *1250*		*2АС-300* / *1197*		*125 МВА* / *219*		*200 МВА* / *350/334***		*АС-185* / *448*		*АС-185* / *448*		*АС-185* / *448*		*АС-185* / *396**		*АС-150* / *396*		*АС-120* / *334*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
III. Летний максимум нагрузок 2024г. (Потребление ЭС КЧР 175 МВт)																						
Нормальная схема.	292,1	*24,4*	213,0	*17,0*	129,2	*10,8*	31,7	*14,5*	169,3	*48,4*	84,2	*18,8*	119,5	*26,6*	87,9	*19,6*	218,6	*55,2*	241,9	*61,1*	130,5	*39,0*
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС—Черкесск	*Откл.*		168,2	*13,5*	85,5	*7,1*	110,7	*50,6*	117,3	*33,5*	257,9	*57,5*	172,1	*38,3*	127,7	*28,4*	335,2	*84,6*	418,0	*105,5*	169,9	*50,8*
1.1 Рем. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС—Черкесск и откл. Г-3 на Зеленчукской ГАЭС	*Откл.*		119,0	*9,5*	74,5	*6,2*	74,6	*34,1*	117,5	*33,6*	177,9	*39,6*	138,3	*30,8*	107,8	*24,0*	273,3	*69,0*	346,6	*87,5*	146,9	*43,9*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4—Черкесск.	275,4	*23,0*	*Откл.*		238,3	*19,9*	33,6	*15,4*	148,6	*42,5*	80,1	*17,8*	130,1	*29,0*	109,6	*24,4*	221,9	*56,0*	270,2	*68,2*	147,8	*44,2*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск—Ильенко	284,6	*23,8*	276,5	*22,1*	*Откл.*		37,8	*17,2*	162,7	*46,5*	91,7	*20,4*	144,9	*32,3*	88,6	*19,7*	210,3	*53,1*	250,7	*63,3*	132,2	*39,5*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	293,2	*24,5*	202,6	*16,2*	129,0	*10,8*	47,6	*21,7*	171,2	*48,9*	72,7	*16,2*	111,8	*24,9*	96,6	*21,5*	206,0	*52,0*	245,7	*62,0*	128,6	*38,5*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	134,1	*11,2*	116,9	*9,4*	100,8	*8,4*	45,6	*20,8*	*Откл.*		113,7	*25,3*	116,6	*26,0*	92,8	*20,7*	225,0	*56,8*	274,2	*69,3*	131,3	*39,2*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск—Южная (Л-217)	294,1	*24,6*	203,5	*16,3*	125,9	*10,5*	32,4	*14,8*	170,9	*48,8*	*Откл.*		110,9	*24,7*	91,1	*20,3*	205,7	*51,9*	245,3	*62,0*	129,1	*38,6*
7 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС—Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	310,2	*25,9*	212,6	*17,0*	127,9	*10,7*	36,5	*16,7*	186,7	*53,4*	94,7	*21,1*	110,1	*24,5*	91,7	*20,4*	*Откл.*		349,7	*88,3*	118,0	*35,3*
8 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС—Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	317,3	*26,5*	216,2	*17,3*	128,1	*10,7*	36,9	*16,9*	194,0	*55,4*	95,5	*21,3*	108,4	*24,1*	92,2	*20,6*	304,7	*76,9*	*Откл.*		112,6	*33,7*
9 Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС—Ток Москвы (Л-143)	335,0	*28,0*	210,2	*16,8*	127,0	*10,6*	40,8	*18,6*	211,8	*60,5*	144,6	*32,2*	98,3	*21,9*	95,1	*21,2*	233,1	*58,9*	288,4	*72,8*	132,3	*39,6*
10 Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС—Южная с отпайкой (Л-042)	333,3	*27,9*	213,1	*17,1*	127,7	*10,7*	40,2	*18,3*	210,1	*60,0*	167,5	*37,3*	100,8	*22,5*	96,3	*21,5*	234,5	*59,2*	289,7	*73,2*	131,8	*39,4*
11 Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	294,0	*24,6*	207,6	*16,6*	130,7	*10,9*	*Откл.*		172,5	*49,3*	*Откл.*		117,8	*26,2*	107,8	*24,0*	205,9	*52,0*	245,4	*62,0*	129,1	*38,6*
12 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	343,8	*28,7*	217,6	*17,4*	146,8	*12,3*	53,3	*24,3*	*63,6*	*56,8*	134,5	*30,0*	*Откл*		104,3	*23,2*	216,1	*54,6*	259,5	*65,5*	137,8	*41,2*
13 Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2—Майская (Л-147)	295,2	*24,7*	193,4	*15,5*	143,4	*12,0*	34,7	*15,8*	171,3	*49,0*	92,2	*20,5*	127,9	*28,5*	89,3	*19,9*	205,7	*52,0*	244,6	*61,8*	128,8	*38,5*
14 Откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	334,8	*28,0*	217,5	*17,4*	128,9	*10,8*	39,4	*18,0*	211,7	*60,5*	86,0	*19,2*	102,8	*22,9*	95,9	*21,4*	233,1	*58,9*	287,4	*72,6*	132,9	*39,7*
15 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	236,3	*19,7*	191,7	*15,3*	116,9	*9,8*	41,2	*18,8*	*Откл.*		106,2	*23,7*	120,1	*26,8*	92,9	*20,7*	226,6	*57,2*	276,7	*69,9*	135,9	*40,6*
16 Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	189,5	*15,8*	137,3	*11,0*	102,1	*8,5*	33,6	*15,4*	185,8	*53,1*	88,1	*19,6*	104,8	*23,4*	93,0	*20,7*	198,5	*50,1*	234,5	*59,2*	122,1	*36,5*

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ , А | %																			
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск - Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300 1197*		*2АС-300 1250*		*2АС-300 1197*		*125 МВА 219*		*200 МВА 350/334?**		*АС-185 448*		*АС-185 448*		*АС-185 448*		*АС-185 396**		*АС-150 396*		*АС-120 334*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
17 Рем. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск и откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	344,2	*28,8*	218,6	*17,5*	154,8	*12,9*	*Откл.*		226,1	*64,6*	*Откл.*		*Откл.*		133,4	*29,7*	217,1	*54,8*	260,8	*65,9*	136,9	*40,9*
18 Рем. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко и откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	203,7	*17,0*	*Откл.*		*Ремонт*		102,0	*46,6*	77,3	*22,1*	123,3	*27,5*	319,0	*71,1*	222,0	*49,5*	272,7	*68,9*	340,5	*86,0*	198,9	*59,5*
19 Рем. ВЛ 330кВ ГЭС-4 Черкесск и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		*Ремонт*		162,1	*13,5*	80,9	*36,9*	117,5	*33,6*	206,9	*46,1*	175,2	*39,0*	159,0	*35,4*	329,4	*83,2*	430,7	***108,8***	179,4	*53,6*
20 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС - Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		170,6	*13,7*	80,8	*6,7*	111,0	*50,7*	117,3	*33,5*	266,3	*59,3*	167,2	*37,3*	133,4	*29,7*	*Ремонт*		607,9	***153,5***	153,9	*46,0*
21 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		157,8	*12,6*	73,4	*6,1*	100,6	*46,0*	117,2	*33,5*	496,2	*110,6*	153,4	*34,2*	136,9	*30,5*	430,4	*108,7*	565,0	***143,0***	186,3	*55,7*
21.1 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. Действие АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3, Г-4	*Откл.*		89,2	*7,1*	63,4	*5,3*	45,5	*20,8*	0,0	*0,0*	238,2	*53,1*	103,3	*23,0*	109,0	*24,3*	276,5	*69,8*	353,6	*89,3*	135,2	*40,4*
22 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		175,1	*14,0*	79,7	*6,7*	113,2	*51,7*	117,3	*33,5*	273,0	*60,8*	167,1	*37,2*	136,9	*30,5*	522,8	***132,0***	*Ремонт*		143,8	*43,0*
23 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042) и откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл.*		167,6	*13,4*	73,6	*6,1*	106,7	*48,7*	117,2	*33,5*	115,3	*25,7*	156,7	*34,9*	135,9	*30,3*	428,0	*108,1*	580,6	***146,6***	187,7	*56,1*
24 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. 1 сш. 110кВ ПС 110кВ Зеленчук	354,0	*29,6*	237,2	*19,0*	131,3	*11,0*	44,0	*20,1*	230,8	*66,0*	102,3	*22,8*	104,0	*23,2*	100,4	*22,4*	89,6	*22,6*	*Ремонт*		71,1	*21,3*

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А | %																			
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4- Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+35°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	2АС-300 / 1197		2АС-300 / 1250		2АС-300 / 1197		125 МВА / 219		200 МВА / 350/3347**		АС-185 / 448		АС-185 / 448		АС-185 / 448		АС-185 / 396*		АС-150 / 396		АС-120 / 334	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
25 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	405,7	33,9	224,2	17,9	131,0	10,9	58,0	26,5	283,3	81,0	141,4	31,5	80,1	17,9	106,2	23,7	282,9	71,4	365,6	92,3	137,3	41,1
26 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	369,6	30,9	229,0	18,3	131,4	11,0	45,2	20,7	246,9	70,5	199,0	44,3	96,0	21,4	99,8	22,2	359,6	90,8	Ремонт		112,6	33,7
27 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	357,6	29,9	223,7	17,9	130,8	10,9	43,7	20,0	234,6	67,0	188,0	41,9	98,7	22,0	99,1	22,1	Ремонт		415,3	104,9	119,4	35,7
28 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	367,6	30,7	240,9	19,3	134,8	11,3	42,8	19,6	244,7	69,9	106,8	23,8	105,0	23,4	98,0	21,8	Откл.		Ремонт		80,2	24,0
29 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	317,3	26,5	216,2	17,3	128,1	10,7	36,9	16,8	194,0	55,4	95,5	21,3	108,4	24,2	92,2	20,5	304,7	76,9	Ремонт		112,6	33,7
30 Рем. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	359,0	30,0	220,4	17,6	130,0	10,9	44,6	20,3	236,0	67,4	153,6	34,2	96,1	21,4	97,7	21,8	Ремонт		412,6	104,2	120,0	35,9
31 Рем. ВЛ 110кВ Эркен-Шахар – Новая Деревня (Л-200) и откл. ВЛ 110кВ ГАЭС – Береговая (Л-26)	290,7	24,3	201,8	16,1	120,2	10,0	43,7	19,9	166,5	47,6	106,3	23,7	105,0	23,4	58,3	13,0	207,0	52,3	247,4	62,5	126,9	37,9
32 Рем. ВЛ 110кВ Усть-Джегута – Южная (Л-099) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	337,7	28,2	216,8	17,4	129,1	10,8	37,7	17,2	215,0	61,4	70,7	15,8	102,0	22,7	94,5	21,1	228,3	57,6	279,2	70,5	133,8	40,0
33 Рем. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) и откл. 2 сш. 110кВ ПС 110кВ Южная	334,8	28,0	217,6	17,4	128,9	10,8	39,6	18,1	211,7	60,5	85,9	19,1	102,8	22,9	96,2	21,4	233,1	58,9	287,4	72,6	132,9	39,7
34 Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС и откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	236,5	19,8	199,4	16,0	116,5	9,7	46,55	21,3	Откл.		120,5	26,9	122,3	27,3	98,2	21,9	356,97	90,1	Откл.		120,1	35,9

Продолжение таблицы 4.3.2

Наименование схемы и режима	Перетоки по ВЛ и АТ 330/110кВ, А | %																					
	ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск		ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск		КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко		ПС 330 кВ Черкесск АТ-301 330/110 кВ		Зеленчукская ГАЭС АТ-1 330/110 кВ		ВЛ 110 кВ Черкесск-Южная (Л-217)		ВЛ 110 кВ Черкесск-Ильичевская (Л-100)		ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025)		КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)		ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС-Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)		ВЛ 110кВ Зеленчук-Сторожевая (Л-092)	
Марка провода, мощность АТ/для ВЛ – длительно допустимый ток ВЛ с учетом оборудования при tокр. возд. =+25°С, для АТ – номинальный ток обмотки ВН/НН	*2АС-300* *1360*		*2АС-300* *1420*		*2АС-300* *1360*		*125 МВА* *219*		*200 МВА* *350/3347***		*АС-185* *510*		*АС-185* *510*		*АС-185* *510*		*АС-185* *450**		*АС-150* *450*		*АС-120* *380*	
	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%	А	%
IV. Летний минимум нагрузок 2024г. (Потребление ЭС КЧР 112 МВт)																						
Нормальная схема	237,5	*17,5*	262,5	*18,5*	85,8	*6,3*	51,2	*23,4*	109,0	*31,1*	139,8	*27,4*	20,7	*4,1*	88,9	*17,4*	52,1	*11,6*	32,2	*7,2*	103,7	*27,3*
1 Откл. ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск	*Откл*		214,1	*15,1*	54,8	*4,0*	129,8	*59,3*	141,0	*40,3*	318,1	*62,4*	64,3	*12,6*	139,2	*27,3*	71,3	*15,8*	147,3	*32,7*	61,7	*16,2*
2 Откл. ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск	215,0	*15,8*	*Откл*		261,4	*19,2*	30,7	*14,0*	83,0	*23,7*	109,3	*21,4*	47,9	*9,4*	179,2	*35,1*	28,9	*6,4*	42,9	*9,5*	72,9	*19,2*
3 Откл. КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко	234,5	*17,2*	328,7	*23,1*	*Откл*		51,8	*23,7*	105,1	*30,0*	146,1	*28,6*	48,6	*9,5*	100,1	*19,6*	36,6	*8,1*	33,8	*7,5*	99,5	*26,2*
4 Откл. АТ-302 на ПС 330кВ Черкесск	252,7	*18,6*	258,4	*18,2*	82,0	*6,0*	80,4	*36,7*	124,8	*35,7*	122,4	*24,0*	33,5	*6,6*	108,5	*21,3*	42,2	*9,4*	39,1	*8,7*	99,0	*26,1*
5 Откл. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС	136,4	*10,0*	187,9	*13,2*	62,1	*4,6*	58,9	*26,9*	*Откл*		150,3	*29,5*	9,4	*1,8*	82,1	*16,1*	44,2	*9,8*	35,2	*7,8*	111,2	*29,3*
6 Откл. ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217)	242,0	*17,8*	267,9	*18,9*	87,0	*6,4*	53,7	*24,5*	113,7	*32,5*	*Откл*		20,5	*4,0*	97,6	*19,1*	39,3	*8,7*	35,5	*7,9*	101,5	*26,7*
7.Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)	236,1	*17,4*	268,7	*18,9*	86,7	*6,4*	57,8	*26,4*	106,8	*30,5*	150,5	*29,5*	21,9	*4,3*	94,1	*18,4*	*Откл*		52,2*	*11,6*	100,7	*26,5*
8.Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)	237,2	*17,4*	269,0	*18,9*	86,9	*6,4*	57,6	*26,3*	107,7	*30,8*	150,4	*29,5*	21,7	*4,3*	94,1	*18,5*	51,1	*11,4*	*Откл*		101,1	*26,6*
9.Откл. ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)	250,5	*18,4*	271,0	*19,1*	88,1	*6,5*	53,2	*24,3*	120,5	*34,4*	165,7	*32,5*	18,5	*3,6*	91,6	*18,0*	36,2	*8,0*	37,5	*8,3*	101,5	*26,7*
10.Откл. КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)	248,9	*18,3*	270,6	*19,1*	87,9	*6,5*	53,6	*24,5*	119,1	*34,0*	123,4	*24,2*	18,8	*3,7*	90,9	*17,8*	36,3	*8,1*	37,3	*8,3*	101,8	*26,8*
11.Откл. 1 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	254,6	*18,7*	259,5	*18,3*	82,9	*6,1*	*Откл*		127,1	*36,3*	*Откл*		33,7	*6,6*	109,5	*21,5*	42,5	*9,4*	39,6	*8,8*	98,4	*25,9*
12.Откл. 2 сш. 110кВ ПС 330кВ Черкесск	270,0	*19,9*	258,8	*18,2*	87,2	*6,4*	71,0	*32,4*	141,2	*40,3*	223,1	*43,8*	*Откл*		103,6	*20,3*	49,7	*11,0*	50,0	*11,1*	93,9	*24,7*
13.Откл. ВЛ 110кВ ГЭС-2 – Майская (Л-147)	237,7	*17,5*	280,8	*19,8*	77,2	*5,7*	56,2	*25,7*	108,7	*31,1*	144,5	*28,3*	14,0	*2,7*	94,1	*18,4*	38,5	*8,5*	33,9	*7,5*	102,1	*26,9*
14.Рем. АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)	272,9	*20,1*	278,2	*19,6*	91,1	*6,7*	53,5	*24,4*	*Откл*		141,5	*27,7*	13,6	*2,7*	93,4	*18,3*	42,2	*9,4*	32,0	*7,1*	104,5	*27,5*
15.Откл. Т-3 на Зеленчукской ГАЭС**	125,1	*9,2*	188,8	*13,3*	59,1	*4,3*	57,8	*26,4*	125,1	*35,7*	147,5	*28,9*	15,3	*3,0*	80,7	*15,8*	44,9	*10,0*	39,4	*8,8*	111,1	*29,2*

Примечания: 1. Токовая перегрузка ВЛ в расчетных режимах выделена цветом, токовая загрузка ВЛ указана в амперах (А) и в процентах (%) от длительно допустимого тока.

2. *) – токовая нагрузка ограничивается: для ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031) – допустимой токовой нагрузкой ошиновки ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Карачаевск, выполненной проводом АС-150.

3. **) – в режимах с отключением Т-3 330/13,8 кВ на Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 ограничивается номинальным током обмотки НН АТ-1 330/110/13,8кВ мощностью 200 МВА Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1), номинальная токовая нагрузка обмотки НН = 3347А.

4.3.2 Предложения по развитию электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах.

4.3.2.1 Новое строительство электросетевых объектов.

В соответствии с «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2019-2025 годы» на территории Карачаево-Черкесской Республики не предусматривается вводов новых электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше.

Анализ функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах, включая ее внешние связи с ОЭС Юга напряжением 110 кВ и выше, и результатов балансовых и электрических расчетов показал, что для планируемого варианта развития энергосистемы в рассматриваемый прогнозный период отсутствует необходимость дополнительного развития электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше.

Для выдачи мощности Усть-Джегутинской МГЭС согласно ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и №2 от 16.10.2018 г. планируется сооружение на Усть-Джегутинской МГЭС КРУ-6 кВ с вакуумными выключателями и установка двух гидроагрегатов установленной мощностью по 2,8 МВт каждый с подключением их к КРУ-6 кВ. Для присоединения ГЭС к сети планируется сооружение двух КЛ 6 кВ (протяженностью около 2,1 км каждая) с подключением их к I СШ и II СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Головная. Ввод станции планируется на 2019 г.

Для выдачи мощности Красногорской малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2 в соответствии с утвержденным ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018 г. и разработанных схем выдачи мощности (СВМ) Красногорской малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2 предусмотрено строительство 2-х КВЛ 110 кВ: Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1 и Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2. Ввод станций планируется на 2021 г. и 2022 г.

Для выдачи мощности Нижне-Красногорской малой ГЭС согласно утвержденным ТУ № 767р на ТП энергетических установок ООО «Южэнергострой» к электрической сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 19.01.2018 г. и разработанной СВМ Нижне-Красногорской малой ГЭС предусматривается сооружение отпайки от опоры № 184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км и отпайки от опоры № 55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км. На МГЭС устанавливаются три гидрогенератора установленной (максимальной) мощностью 9,95 МВт, 9,95 МВт и 5 МВт с номинальным напряжением 10,5 кВ с присоединением к КРУ 10 кВ. Ввод станции планируется на 2023 г.

Для электроснабжения технологического парка в Усть-Джегутинском районе сооружается **ПС 110 кВ Технопарк.** Согласно ТУ от 07.09.2016 г. №611р на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств ООО «Строитель» максимальной мощностью 31,5 МВт, Договор ТП не заключен, и планируемым вводом в 2019 г. на ПС 110 кВ Технопарк предусматривается установка двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с вы-

ключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Технопарк будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 54 ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) ориентировочной протяженностью 0,4 км и отпайки от опоры № 83 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) ориентировочной протяженностью 0,1 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2019 г.

Для электроснабжения энергопринимающих устройств жилого микрорайона с северной части г. Черкесска планируется сооружение **ПС 110 кВ Свобода.** Согласно ТУ от 11.09.2018 г. №802р с изменениями от 25.01.2019 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» максимальной мощностью 29,05 МВт и Договора на технологическое присоединение (ДТП) № 59/2019 от 18.03.2019г, с планируемым вводом в 2021 году, на ПС 110 кВ Свобода предусматривает установку двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, сооружение РУ 110 кВ по типовой схеме № 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Присоединение ПС 110 кВ Свобода будет осуществляться путем сооружения отпайки от опоры № 127 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126 ориентировочной протяженностью 0,045 км и отпайки от опоры № 11 ВЛ 110 кВ Северная - Холодмаш (Л-27) ориентировочной протяженностью 0,073 км. Ввод данной ПС 110 кВ предусматривается в 2021 г.

По информации АО «Карачаево-Черкесскэнерго» электроснабжение потребителей ЗАО «Кавказцемент" (ПС 110 кВ Цементная) планируется от собственной генерации, без выдачи электроэнергии во внешнюю сеть, и прогнозом потребления на 2020 г. электроэнергии в размере 36,85 млн.кВт.ч и максимальной мощности 8,4 МВт из внешней сети (см. Приложение Л-16). Ввод собственной генерации установленной мощностью 25,218 МВт (две ГПЭУ мощностью по 7,744 МВт и одна ГПЭУ мощностью 9,73 МВт) планируется осуществить в 2019 г. (ТУ от 19.06.2018 г. №778р с изменениями от 21.12.2018 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств и энергетических установок АО «Кавказцемент» максимальной мощностью энергопринимающих устройств 38,9 МВт и максимальной (установленной) мощностью объектов по производству электроэнергии 25,218 МВт, ввод предусмотрен в 2019 году). Указанными ТУ на ТП (приведены в Приложении Л-14 и Л-15) определен объем электросетевого строительства и объем реконструкции ПС 110 кВ Цементная, а именно сооружение нового РУ 6 кВ на ПС 110 кВ Цементная, сооружение РП 6 кВ потребителя АО «Кавказцемент», сооружение четырех ЛЭП 6 кВ от линейных ячеек РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная до РП 6 кВ потребителя АО «Кавказцемент», сооружение теплоэлектростанции установленной (максимальной) мощностью 25,218 МВт (две ГПЭУ мощностью по 7,744 МВт и одна ГПЭУ мощностью 9,73 МВт), перезавод энергопринимающих устройств потребителя АО «Кавказцемент» путем отключения существующих ЛЭП 6 кВ от ПС 110 кВ Цементная и подключения их к новому РП 6 кВ и сооружение трех ЛЭП 6 кВ между ГПЭУ и нового РП 6 кВ потребителя АО «Кавказцемент.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35 и 110 кВ показал также, что в период 2020-2024 гг. при прогнозируемом уровне потребления электроэнергии и мощности на территории республики строительство других новых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и 35 кВ, а также перевод объектов на более высокий класс напряжения, не требуется. Электроснабжение промышленных и социальных объектов, сооружаемых на территории Карачаево-Черкесской Республики в

период 2020-2024 гг. в соответствии с планируемым вариантом развития, может осуществляться по существующим сетям напряжением 35 и 110 кВ.

4.3.2.2 Мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей напряжением 110 и 35 кВ.

Для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы, «узких мест» в электрической сети напряжением 110 и 35 кВ на территории Карачаево-Черкесской Республики рассматриваются мероприятия по ее реконструкции и техническому перевооружению.

а) Мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей на территории Карачаево-Черкесской Республики, *предусмотренные утвержденной инвестиционной программой* ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»).

Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ Головная

Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») предусмотрено техническое перевооружение ПС 110 кВ Головная по сети 6 кВ для технологического присоединения Усть-Джегутинской МГЭС в рамках утвержденных ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 № 627-р с изменениями №1 от 18.01.2017 г. и №2 от 16.10.2018 г. По информации ПАО «МРСК Северного Кавказа», согласно проекту реконструкции ПС, реконструкция ПС 110 кВ Головная будет проводится в два этапа: на I этапе планируется реконструкция КРУ 6 кВ ПС 110 кВ Головная с заменой оборудования и сооружением двух новых ячеек 6 кВ для технологического присоединения Усть-Джегутинской МГЭС (планируемый срок завершения этапа 2019 г.).

На II этапе (согласно доработанному проекту ИПР ПАО «МРСК Северного Кавказа», находящемуся на рассмотрении в Минэнерго РФ от 16.07.2019 г., и проекту реконструкции ПС 110 кВ Головная) планируется реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Головная с заменой двух пар «отделитель-короткозамыкатель» (ОД Т-1, ОД Т-2) и маслонаполненных трансформаторов тока 110 кВ (ТТ Т-1, ТТ Т-2) на новые элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110II*-40/2500У1 со встроенными трансформаторами тока, с заменой разъединителей и заземлителей нейтрали трансформаторов, с установкой новых трансформаторов напряжения (ТН) и высокочастотных заградителей и другого оборудования, а также установка новых устройств релейной защиты и автоматики (РЗиПА) (планируемый срок завершения второго этапа и всей реконструкции 2020 г.).

Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Преградная.

Подстанция является основным питающим центром Урупского района республики, в т.ч. Медногорского горно-обогатительного комбината. На напряжении 35 кВ введена в эксплуатацию в 1969 г. Трансформаторы 110/35/6 кВ 2х25 МВА установлены в 1972 г. и 1974 г., срок эксплуатации на 2019 г. составит 47 и 45 лет соответственно. Акт технического освидетельствования (ТО) №11/19 от 12.07.2019 г. ПС 110 кВ Преградная приведен в Приложении Л-2.

Максимальная нагрузка трансформаторов в зимний режимный день и летний режимный день в период 2014-2018 г.г. приведена в таблице 4.3.3 и составляла 12,1-12,7 МВА в зимний период и 9,3-9,8 МВА в летний период по двум трансформаторам, что не превышает номинальной для трансформаторов мощностью 25 МВА.

Таблица 4.3.3 - Максимальная загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Преградная в режимные дни 2014-2018 гг.

Режимный день	Т-1 (ТДТН-25000/110)			Т-2 (ТДТН-25000/110)		
	Максимальная загрузка тр-ра, S, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, S, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме n-1, %	Максимальная загрузка тр-ра, S, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, S, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме n-1, %
Зимний режимный день						
17.12.2014 г	0	0,0	48,4	12,1	48,4	48,4
16.12.2015 г	11,9	47,6	47,6	0	0	47,6
21.12.2016 г	8,4	33,6	50,8	4,3	17,2	50,8
20.12.2017 г	0	0,0	48,8	12,2	48,8	48,8
19.12.2018 г	0	0,0	49,2	12,3	49,2	49,2
Летний режимный день						
18.06.2014 г	9,5	38,0	38,0	0	0	38
17.06.2015 г	9,8	39,2	39,2	0	0	39,2
15.06.2016 г	9,4	37,6	37,6	0	0	37,6
21.06.2017 г	0	0,0	37,6	9,4	37,6	37,6
20.06.2018 г	3,3	13,2	37,2	6	24	37,2

В период 2019-2024 гг., по информации от ПАО «МРСК Северного Кавказа», присоединение крупных потребителей мощностью свыше 670 кВт к ПС 110 кВ Преградная не планируется, а количество потребителей мощностью менее 670 кВт на 01.06.2019 г. составляла 20 заявок с суммарной присоединяемой мощностью в 212 кВт. Величина запрашиваемой мощности на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Преградная с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок по ТУ на ТП менее 670 кВт оценивается в размере 85 кВт. Таким образом максимальная суммарная нагрузка на ПС 110 кВ Преградная к 2024 г. прогнозируется на уровне существующей и составит 8,45 МВт. Суммарная загрузка трансформаторов в зимний максимум 2024 г. ПС 110 кВ Преградная составит 13,21 МВА (таблица 4.1.6), что в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов (мощностью 25 МВА) вызывает загрузку другого трансформатора мощностью 25 МВА до 52,8 % от номинальной мощности.

Так как загрузка трансформаторов не превышает длительно-допустимой даже в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов, то увеличение трансформаторной мощности не требуется.

Рекомендуется проведение реконструкции ПС 110 кВ Преградная без увеличения мощности трансформаторов, с их заменой на новые 110/35/6 кВ той же мощностью 2х25 МВА по их техническому состоянию, в соответствии с актом ТО №11/19 от 12.07.2019 г. Кроме этого, в рамках титула «Техническое перевооружение ПС 110 кВ Преградная (замена трансформаторов 2х25 МВА без увеличения мощности» инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»)

предусмотрено замена оборудования в ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, а также демонтаж существующих ЗРУ 6 кВ и ОПУ.

Данное мероприятие предусмотрено инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») с завершением реконструкции в 2023 г.

Техническое перевооружение ВЛ-35 кВ Бичесын – Поляна (Л-328).

Линия электропередачи введена в эксплуатацию в 1969 году на деревянных опорах и уже выработала свой ресурс. ВЛ 35 кВ Бичесын – Поляна обеспечивает резервным питанием часть потребителей Карачаевского района республики с суммарной нагрузкой около 13 МВт. Однако дальнейшая эксплуатация этой ВЛ без замены полностью изношенных деревянных опор и провода экономически нецелесообразна из-за существенных затрат на предупредительный, текущий и капитальный ремонты, на устранение аварий. При техническом перевооружении ВЛ 35 кВ Бичесын – Поляна предусматривается строительство практически новой ВЛ 35 кВ протяженностью 27,2 км взамен пришедшей в негодность. Техническое перевооружение ВЛ-35 кВ Бичесын – Поляна (Л-328) инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») предусмотрено в 2022 г.

б) Мероприятия по реконструкции и техпическому перевооружению электрических сетей на территории Карачаево-Черкесской Республики, ***не вошедшие в инвестиционную программу*** **ПАО «МРСК Северного Кавказа»** (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»).

Выполненные расчеты режимов работы электрической сети не выявили «узких» мест в сети 110-330 кВ. Существующая пропускная способность ВЛ 35-110 кВ обеспечивает электроснабжение потребителей без их усиления на период 2020 - 2024 г., таким образом новое строительство ВЛ 35-110 кВ не требуется. Нагрузка установленных трансформаторов в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях. В аварийном режиме (N-1) при отключении одного трансформатора нагрузка второго трансформатора на всех подстанциях 110 и 35 кВ также не превысит номинальную, за исключением ПС 110 кВ Северная.

Мероприятия по устранению перегрузки существующего трансформатора, установленного на подстанции 110 кВ Северная.

В настоящее время на ПС 110/35/6 Северная установлены два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью Т-1 25 МВА и Т-2 20 МВА. Срок эксплуатации трансформаторов на 01.01.2019 года составил для Т-1 49 лет и для Т-2 52 года. Согласно акту технического освидетельствования (ТО) №10/19 от 11.07.2019 г. ПС 110 кВ Северная (приведен в Приложении Л-3) разрешена дальнейшая эксплуатация ПС 110 кВ Северная до 11.07.2020 г. при исполнении корректирующих мероприятий, а именно замене по техническому состоянию силового трансформатора 110 кВ Т-1 (ТДТН-25000/110 1970 г. выпуска), проработавшего 2 нормативного срока, на новый аналогичной марки (срок выполнения до 01.05.2020 г.) и замене по техническому состоянию силового трансформатора 110 кВ Т-2 (ТДН-20000/110 1967 г. выпуска), проработавшего более 2 нормативных

сроков, на новый стандартной номинальной мощностью ТДТН-25000/110 (срок выполнения до 01.05.2020 г.).

Таблица 4.3.4 - Максимальная загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Северная в режимные дни 2014-2018 гг.

Режимный день	Т-1 (ТДТН-25000/110)			Т-2 (ТДН-20000/110)		
	Максимальная загрузка тр-ра, S, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, S, %	Максимальная нагрузка Sв аварийном режиме n-1, %	Максимальная загрузка тр-ра, S, МВА	Максимальная загрузка тр-ра, S, %	Максимальная нагрузка Sв аварийном режиме n-1, %
Зимний режимный день						
17.12.2014 г	7,5	30,0	83,6	13,4	67,0	**104,5**
16.12.2015 г	9,1	36,4	84,8	12,1	60,5	**106,0**
21.12.2016 г	8,7	34,8	91,6	14,2	71,0	**114,5**
20.12.2017 г	7,5	30,0	81,6	12,9	64,5	**102,0**
19.12.2018 г	7,8	31,2	89,2	14,5	72,5	**111,5**
Летний режимный день						
18.06.2014 г	16,1	64,4	64,4	0,0	0,0	80,5
17.06.2015 г	7,8	31,2	68,4	9,3	46,5	85,5
15.06.2016 г	7,9	31,6	69,6	9,5	47,5	87,0
21.06.2017 г	6,0	24,0	69,6	11,4	57,0	87,0
20.06.2018 г	8,2	32,8	70,0	9,3	46,5	87,5

Согласно таблицы 4.3.4 фактическая суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Северная в зимний режимный день 2017 г. составила 20,4 МВА, в зимний режимный день 2018 г. – 22,3 МВА. В случае отключения трансформатора Т-1 (большей мощности – 25 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 20 МВА составила бы соответственно 102 % и 111,5 %.

В период 2019-2024 гг., по информации от ПАО «МРСК Северного Кавказа», присоединение крупных потребителей мощностью свыше 670 кВт к ПС 110 кВ Северная не планируется, а количество потребителей мощностью менее 670 кВт на 01.06.2019 г. составляла 5 заявок с суммарной присоединяемой мощностью в 200 кВт. Величина запрашиваемой мощности на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Северная с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок по ТУ на ТП менее 670 кВт оценивается в размере 80 кВт. Суммарная загрузка трансформаторов в зимний максимум нагрузок 2024 г. ПС 110 кВ Северная прогнозируется величиной 23,21 МВА, что в аварийном режиме при отключении трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА вызывает загрузку другого трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА до 116 % от номинальной мощности (таблица 4.1.6).

Согласно «Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81) коэффициент длительно допустимой перегрузки трансформаторов без ограничения деятельности для существующих трансформаторов на ПС 110 кВ Северная при температуре воздуха около 0°С (по информации от ПАО «МРСК Северного Кавказа» средняя температура воздуха на момент прохождения максимума нагрузок Карачаево-Черкесской энергосистемы за 2014-2018 г.) составит 1,15 (без повышенного износа изоляции) (таблица № 1 указанного «Требования…»). Коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформаторов

при температуре воздуха около 0°С составит 1,2 (с продолжительностью перегрузки до 24 часов) (таблица № 6 указанного «Требования…»).

Прогнозируемая загрузка в период 2019-2024 гг. трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Северная в нормальном режиме не превысит длительно-допустимую. В аварийном режиме (N-1) при отключении Т-2 (мощностью 20 МВА) загрузка Т-1 также не превысит длительно-допустимой, а при отключении Т-1 (мощностью 25 МВА) загрузка Т-2 составит 116 %, что ниже допустимой аварийной перегрузки в 120 % при температуре воздуха около 0°С (таблица № 6 указанного «Требования…»).

По информации ПАО «МРСК Северного Кавказа» возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Северная на другие ближайшие ПС 110 кВ, в том числе ПС 110 кВ Южная, на данный момент отсутствует (см. Приложение Л-1).

Так как загрузка трансформаторов не превышает длительно-допустимую, то увеличение трансформаторной мощности не требуется.

Однако, замена трансформаторов предусмотрена корректирующими мероприятиями, указанными в акте технического освидетельствования (ТО) №10/19 от 11.07.2019 г. ПС 110 кВ Северная о необходимости замены трансформаторов в срок до 01.05 2020 г. Рекомендуется провести реконструкцию ПС 110 кВ Северная с заменой по техническому состоянию трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на новый аналогичный без увеличения трансформаторной мощности и трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА на новый стандартной трансформаторной мощностью 25 МВА. Увеличение номинальной мощности Т-2 при его замене связано с большей стоимостью трансформатора нетиповой мощностью 20 МВА при его производстве на заводе-изготовителе, чем типового трансформатора ТДТН-25000/110 мощностью 25 МВА (стоимость нового трансформатора мощностью 25 МВА ориентировочно составляет 30 млн. руб, при этом стоимость трансформатора мощностью 20 МВА оценивается на 20% выше).

Проведение реконструкции ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов не предусмотрено утвержденной инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»).

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше на период до 2024 года с учетом предлагаемых в рамках данной работы мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов приведена в Приложении Б.

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на 2024 г. с учетом предлагаемых в рамках данной работы мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов приведена в Приложении В.

4.3.3 Анализ баланса реактивной мощности. Рекомендации по объёму средств компенсации реактивной мощности.

По состоянию на 01.01.2019 г. на подстанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики отсутствуют средства компенсации реактивной мощности.

При расчете режимов для определения условий регулирования и поддержания напряжения в сети 35-330 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики, приняты следующие расчетные условия:

- приём реактивной мощности турбогенераторами ТЭС не допускается;
- для генераторов АЭС мощностью 1000 МВт обеспечивается выдача реактивной мощности в сеть не менее 150 Мвар;
- на Зеленчукской ГАЭС гидрогенераторы Г-1 и Г-2 (2 х 80 МВт) работают на выдачу реактивной мощности; обратимые гидрогенераторы Г-3 и Г-4 (2 х 70/78 МВт) работают, как на приём, так и на выдачу реактивной мощности;
- малые ГЭС на территории Карачаево-Черкесской Республики участвуют в покрытии графиков электроэнергии и мощности в летние периоды;
- наибольшие расчетные напряжения должны быть ниже максимальных рабочих значений для сети 500 кВ – на 1 % (520 кВ), для сети 330 кВ и ниже – на 2,5 %: 354 кВ, 246 кВ, 123 кВ и 40 кВ;
- в нормальных режимах количество шунтирующих реакторов, дискретно регулируемых БСК, а также коэффициенты трансформации автотрансформаторов в сети 220-500 кВ в течение одного суточного цикла изменения нагрузки энергосистемы (суточный максимум / минимум нагрузки) принимаются неизменными;
- расчётные реактивные нагрузки на шинах 6-10 кВ действующих подстанций 35-330 кВ в максимум энергосистемы приняты с учетом анализа отчётных данных для режимных дней, для новых подстанций – исходя из максимального tg φ, заданного в технических условиях на технологическое присоединение подстанции к сети, при отсутствии таких данных – исходя tg φ = 0,4.

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме напряжение в электрической сети обеспечивается:

- в режимах зимних максимальных нагрузок 2020 г. в пределах 340 кВ, 113-118 кВ и 35-38 кВ, в режимах летних максимальных нагрузок в пределах 339 кВ, 113-118 кВ и 36-39 кВ;
- в режимах зимних максимальных нагрузок 2024 года в пределах 338-339 кВ, 111-118 кВ и 35-38 кВ, в режимах летних максимальных нагрузок в пределах 338 кВ, 114-118 кВ и 36-39 кВ;
- в режимах зимних минимальных нагрузок 2020 года в пределах 344-346 кВ, 114-121 кВ и 37-40 кВ, в режимах летних минимальных нагрузок в пределах 341-343 кВ, 114-120 кВ и 38-40 кВ;
- в режимах зимних минимальных нагрузок 2024 года в пределах 343-345 кВ, 114-121 кВ и 37-39 кВ, в режимах летних минимальных нагрузок в пределах 340-342 кВ, 114-120 кВ и 38-40 кВ.

В послеаварийных режимах на шинах 330, 110 и 35 кВ в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики напряжение обеспечивается в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 года не ниже 330, 107 и 32 кВ, в летний максимум нагрузок 2020 и 2024 года – не ниже 334, 112 и 36 кВ.

В таблице 4.3.5 приведены балансы реактивной мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в характерных режимах 2020 и 2024 годов.

Баланс реактивной мощности в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 годах обеспечивается на 46-42 % за счет генерации ВЛ при 27-29 % внешних перетоков реактивной мощности и на 27-29 % генераторами Зеленчукской ГАЭС, в зимний минимум нагрузок 2020 и 2024 годах – на 57-54 % за счет генерации ВЛ при 25-24 % внешних перетоков реактивной мощности и на 17-22 % генераторами Зеленчукской ГАЭС. В летний максимум нагрузок 2020 и 2024 годах баланс реактивной мощности обеспечивается на 43-40 % за счет генерации ВЛ при 40-37 % внешних перетоков реактивной мощности и на 16-24 % генераторами Зеленчукской ГАЭС, в летний минимум нагрузок 2020 и 2024 годах – на 85-81 % за счет генерации ВЛ при 15-19 % внешних перетоков реактивной мощности.

Таблица 4.3.5 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2020 и 2024 год, *Мвар*

Наименование	**2020 г.**				**2024 г.**			
	Зима		**Лето**		**Зима**		**Лето**	
	макс	**мин**	**макс**	**мин**	**макс**	**мин**	**макс**	**мин**
Потребность								
Нагрузка потребителей	105	81	75	51	111	86	79	54
Потери	64	60	65	39	74	64	77	41
Передача	0	0	0	0	0	0	0	0
Зеленчукская ГАЭС	0	0	43	4	0	0	44	4
Итого потребность	**169**	**141**	**183**	**94**	**185**	**150**	**200**	**99**
Покрытие								
Зеленчукская ГАЭС	46	24	30	0	53	33	48	0
МГЭС	-	-	0	0	-	-	0	0
Генерация ВЛ	78	81	79	80	78	81	79	80
Получение	45	36	74	14	54	36	73	19
Итого покрытие	**169**	**141**	**183**	**94**	**185**	**150**	**200**	**99**
Баланс избыток (+), дефицит (-)	0	0	0	0	0	0	0	0

Как видно из приведенных в таблице 4.3.5 балансы реактивной мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики 2020 и 2024 годов в одни и те же сезонные периоды практически идентичны. В зимние максимумы нагрузки покрытие в потребности реактивной мощности в основном обеспечивается за счёт генерации ВЛ – 46-42 %, остальное, за счёт внешних перетоков реактивной мощности – 27-29 % и генераторами Зеленчукской ГАЭС – 27-29 %, в зимний минимум нагрузок покрытие за счёт генерации ВЛ 57-54 %, остальное, за счёт внешних перетоков реактивной мощности – 25-24 % и генераторами Зеленчукской ГАЭС – 17-22 %. Такая же картина наблюдается и в летние максимумы нагрузки – за счёт генерации ВЛ – 43-40 %, внешних перетоков реактивной мощности на уровне 40-37 % и на 16-24 % – за счёт генерации Зеленчукской ГАЭС, в летний минимум нагрузки практически всё покрытие в реактивной мощности осуществляется за счёт генерации ВЛ – на 85-81 %, остальное, за счёт внешних перетоков реактивной мощности – 15-19 %.

Вывод. Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35-110 кВ и выше показал, что напряжения в сети 35, 110 кВ и выше в расчетных режимах обеспечиваются в допустимых пределах. Для обеспечения технических требований к уровню напряжения установка дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях 110 кВ и выше в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период до 2024 года не требуется.

5 ПРОГРАММА СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ФИЛИАЛА ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»-«КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКЭНЕРГО»

Анализ и прогноз изменения уровня потерь электроэнергии в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на период до 2024 г.

В электрических сетях возникают потери электроэнергии, обусловленные технологическим процессом передачи. Электроэнергия расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей и т.д.

Потери электроэнергии определяются как разница между объемом электроэнергии поступившей в сеть, и объемом электроэнергии отпущенной из сети.

Согласно отчетным данным за 2017 год потери снизились на 0,11%. В 2018 году потери снизились на 0,33%.

Суммарные фактические (отчетные) потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и выше филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго» в 2018 году составили 178 532 тыс. кВт·ч. По сравнению с показателями 2017 г. потери электроэнергии уменьшились на 9 678 тыс. кВт·ч.

В таблице 5.1. представлены данные по суммарным потерям электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и выше филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго» за 2016–2018 годы.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть в электрических сетях напряжением 0,4 кВ и выше в зоне обслуживания филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго» на 2016–2018 года составили 15,80 – 15,36 %.

Таблица 5.1. - Потери электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и выше филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго» за 2016–2018 гг.

РЭС	Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч	Полезный отпуск всего, тыс. кВт·ч	Потери	
			тыс. кВт·ч	%
2016 год				
Адыге-Хабльские РЭС	41 901.4	34 559.1	7 342.3	17.52%
Зеленчукские РЭС	52 979.5	43 631.2	9 348.3	17.65%
Прикубанские РЭС	84 339.4	65 177.5	19 161.9	22.72%
Карачаевские РЭС	143 853.1	109 716.7	34 136.4	23.73%
Малокарачаевские РЭС	78 891.9	59 590.0	19 301.9	24.47%
Хабезские РЭС	41 541.1	32 384.9	9 156.2	22.04%
Урупские РЭС	57 888.8	49 069.6	8 819.2	15.23%
Усть-Джегутинские РЭС	102 422.2	80 926.3	21 495.9	20.99%
Зеленчукские ЭС	43 194.4	35 044.8	8 149.6	18.87%
Всего по РЭС	**647 011.8**	**510 100.1**	**136 911.7**	**21.16%**
Центральный участок	478 927.8	478 862.5	65.3	0.01%
Всего по РЭС и ЦУ	1 125 939.6	988 962.6	136 977.0	12.17%
Потери в сети 110-35 кВ	0.0	0.0	48 566.2	4.14%
Всего	**1 174 505.8**	**988 962.6**	**185 543.2**	**15.80%**
2017 год				
Адыге-Хабльские РЭС	42 550.3	35 098.6	7 451.8	17.51%
Зеленчукские РЭС	53 560.6	44 060.0	9 500.6	17.74%
Прикубанские РЭС	86 146.7	67 038.9	19 107.8	22.18%

РЭС	Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч	Полезный отпуск всего, тыс. кВт·ч	Потери	
			тыс. кВт·ч	%
Карачаевские РЭС	145 557.7	106 186.1	39 371.6	27.05%
Малокарачаевские РЭС	70 603.9	52 660.8	17 943.1	25.41%
Хабезские РЭС	43 001.0	33 782.9	9 218.1	21.44%
Урупские РЭС	60 728.7	52 636.7	8 091.9	13.32%
Усть-Джегутинские РЭС	116 390.3	93 537.3	22 853.0	19.63%
Зеленчукские ЭС	43 306.4	35 340.0	7 966.4	18.40%
Всего по РЭС	**661 845.6**	**520 341.3**	**141 504.3**	**21.38%**
Центральный участок	490 923.1	491 004.5	-81.4	-0.02%
Всего по РЭС и ЦУ	1 152 768.7	1 011 345.8	141 422.9	12.27%
Потери в сети 110-35 кВ	0.0	0.0	46 786.6	3.90%
Всего	**1 199 555.3**	**1 011 345.8**	**188 209.4**	**15.69%**
2018 год				
Адыге-Хабльские РЭС	42 383	35 125	7 258	17.13%
Зеленчукские РЭС	51 624	42 722	8 901	17.24%
Прикубанские РЭС	77 193	58 343	18 850	24.42%
Карачаевские РЭС	120 745	84 444	36 301	30.06%
Малокарачаевские РЭС	66 604	48 680	17 924	26.91%
Хабезские РЭС	44 345	35 206	9 140	20.61%
Урупские РЭС	52 861	45 355	7 506	14.20%
Усть-Джегутинские РЭС	84 847	64 072	20 775	24.49%
Зеленчукские ЭС	40 503	32 707	7 796	19.25%
Всего по РЭС	**581 106**	**446 654**	**134 453**	**23.14%**
Центральный участок	537 715	537 468	246	0.05%
Всего по РЭС и ЦУ	1 118 821	984 122	134 699	12.04%
Потери в сети 110-35 кВ			43 833	3.77%
Всего	**1 162 654**	**984 122**	**178 532**	**15.36%**

В таблице 5.1 приведены подробные балансы электроэнергии по уровням напряжения и структура потерь в сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго» на 2017 год.

Таблица 5.1 - Баланс электроэнергии по уровням напряжения и структура потерь в сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго» на 2017 год

№ п/п	Наименование структурных составляющих	Численные значения по уровням напряжения									
		150-110 кВ		27,5-60 кВ		1-20 кВ		0,4 кВ		Всего	
		тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%
1	**Отпуск электроэнергии в сеть**	1 183 198.17		162 369.17		1 050 882.47		308 833.30		**1 199 555.26**	
2	**Условно-постоянные потери электроэнергии**	19 329.194	1.63	3 574.158	2.20	11 098.683	1.06	3 432.430	1.11	**37 434.465**	3.12
2.1	Холостой ход трансформаторов	10733.433	0.91	2 492.348	1.53	9 420.873	0.90	0.000		22 646.654	1.89
2.2	Корона в воздушных линиях	2040.171	0.17	0.000		0.000		0.000		2 040.171	0.17
2.3	Токи утечки в воздушных линиях	1384.400	0.12	330.880	0.20	850.120	0.08	0.000		2 565.400	0.21
2.4	Изоляция в кабельных линиях	0.000		20.590	0.01	106.100	0.01	0.000		126.690	0.01
2.5	Измерительные трансформаторы тока	672.860	0.06	236.670	0.15	144.730	0.01	88.910	0.03	1 143.170	0.10

№ п/п	Наименование структурных составляющих	Численные значения по уровням напряжения									
		150-110 кВ		27,5-60 кВ		1-20 кВ		0,4 кВ		Всего	
		тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%
2.6	Измерительные трансформаторы напряжения	1182.640	0.10	187.220	0.12	218.520	0.02	0.000		1 588.380	0.13
2.7	Счетчики прямого включения	0.000		0.000		0.000		3 343.520	1.08	3 343.520	0.28
2.8	Шунтирующие реакторы	0.000		0.000		0.000		0.000			
2.9	Соединительные провода и сборные шины подстанций	703.740	0.06	143.310	0.09	186.690	0.02	0.000		1 033.740	0.09
2.10	Вентильные разрядники	112.510	0.010	12.930	0.01	93.890	0.01	0.000		219.330	0.02
2.11	Ограничители перенапряжений	14.480	0.001	0.590	0.00	0.360	0.00	0.000		15.430	0.00
2.12	Устройства присоединения ВЧ-связи	40.940	0.00	1.190	0.00	0.010	0.00	0.000		42.140	0.00
2.13	Компенсирующие устройства	35.060	0.00	0.000		0.000		0.000		35.060	0.00
2.14	Расход электроэнергии на собственные нужды	2387.630	0.20	148.430	0.09	68.380	0.01	0.000		2 604.440	0.22
2.15	Расход электроэнергии на плавку гололеда	21.330	0.00	0.000		9.010	0.00	0.000		30.340	0.00
3	**Нагрузочные потери электроэнергии**	35 488.655	3.00	2 610.731	1.61	28 297.516	2.69	42 090.000	13.63	**108 486.902**	9.04
3.1	Трансформаторы	2 928.617	0.25	726.109	0.45	1 682.18200	0.16			5 336.908	0.44
3.2	Линии	32 515.272	2.75	1 884.622	1.16	26 615.33400	2.53	42 090.00	13.63	103 105.228	8.60
3.3	Токоограничивающие реакторы	44.766	0.00							44.766	0.00
3.4	Шинопроводы										
4	**Технические потери электроэнергии (п.2+п.3)**	54 817.849	4.63	6 184.889	3.81	39 396.199	3.75	45 522.430	14.74	**145 921.367**	12.16
5	**Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета**	2 954.878	0.25	405.495	0.25	2 624.437	0.25	771.270	0.25	6 756.080	0.56
6	**Технологические потери электроэнергии (п.4+п.5)**	57 772.727	4.88	6 590.384	4.06	42 020.636	4.00	46 293.700	14.99	152 677.4470	12.73

По итогам 2018 года уровень потерь электрической энергии в сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» составил 15,36% от отпуска в сеть.

Причины высокого уровня потерь электроэнергии в сетях филиала 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.

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 филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго», регулируемого указанным методом, значительно выше уровня, рассчитанного с учетом нормативов Приказа Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674.

В целях обеспечения безубыточности и бездефицитности филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» 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 решением Минэнерго России от 05.07.2017 (протокол от 05.07.2017 №АН-335пр) ПАО «МРСК Северного Кавказа» разработана Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» на 2018-2022 годы (далее – Программа).

Основные мероприятия Программы

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

В ПАО «МРСК Северного Кавказа» в рамках приоритетного направления реализуется комплекс мероприятий, направленный на оптимизацию (снижение) уровня потерь.

В рамках реализации «Плана (Программы) снижения потерь филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» на 2018 год и на период до 2022 года, реализуемый на объектах филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» запланированы следующие организационные мероприятия:

- Выявление неучтенной электрической энергии в результате проведения рейдов;
- Обучение персонала;
- Взаимодействие с региональными органами власти и т.д.

В целях снижения технических потерь запланированы следующие технические мероприятия, требующие значительных капитальных вложений:

- Проведение мероприятий по модернизации сетей 0,4 кВ (замена линий на СИП);

Также запланированы мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии:

- Модернизация систем учета электроэнергии в РЭС;
- Создание системы общедомового учета электроэнергии;
- Приобретение и установка приборов учета электроэнергии в рамках обменного фонда и т.д.

Программа предполагает следующие этапы внедрения:

1 этап – Определение источников финансирования Программы;

2 этап – Закупка оборудования и материалов, необходимых для реализации Программы;

3 этап – Модернизация/организация точек учета на ПС 35-110 кВ.

4 этап – Установка инновационных ПКУ 10 кВ для обеспечения достоверного учета электроэнергии у крупных промышленных потребителей.

5 этап - Модернизация точек учета на ТП 6-10/0,4 кВ (приоритет - крупные потребители). На данном этапе проводится замена приборов коммерческого учета, расположенных на объектах ПАО «МРСК Северного Кавказа», организация технического учета на ТП, а также установка устройств передачи данных и внесение установленных приборов учета в базы данных существующих ИВК.

6 этап - Формирование замкнутых технологических площадок на каждом классе напряжения (6/110 и 0,4 кВ), внутри которых должен формироваться баланс электроэнергии с допустимой погрешностью.

Текущее состояние систем учета электроэнергии

В филиале ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» полностью автоматизированных ПС 28 из 64 (44%). Доля опрашивающихся точек от общего количества: 53 % по всем точкам и 54,1 % по фидерам 6-10 кВ. Информация по текущему состоянию автоматизации ПС 110(35) кВ приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Информация по текущему состоянию автоматизации ПС 110(35) кВ

	Всего	По фидерам 6-10 кВ	По вводам Т	По линиям 110-35 кВ
Количество существующих точек учета на ПС	501	401	84	16
Количество опрашивающихся точек учета на ПС	271	212	56	3
Количество неопрашивающихся или неавтоматизированных точек учета на ПС	230	189	28	13

В результате запланированных мероприятий (состояние на март 2019 года) количество полностью автоматизированных ПС составит 61 из 64 (95%). Количество опрашивающихся точек учета на ПС составит 797 из 838 (95,1%).

Мероприятиями по организации учета электроэнергии предусмотрена модернизация систем учета электроэнергии. Объем этих мероприятий приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4– Реализация мероприятий Программы за период 2019-2022

Филиал	**Наименование мероприятий**	**Период**				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
"Карачаево-Черкесскэнерго"	Установка ПКУ 10кВ	-	*6*	*7*	-	-
	Организация учета на ТП 6-10 кВ	-	*449*	*1352*	*1352*	*1352*

Эффект от реализации Программы

Общий объем затрат, необходимый для реализации Программы за период 2019-2022, составляет 393.04 млн. рублей с НДС

Плановые и фактические численные значения экономии в динамике по годам приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Плановые и фактические численные значения экономии в динамике по годам

Плановые и фактические численные значения экономии в динамике по годам и в обозначенной размерности	**2018 г.**	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Численное значение экономии в млн.кВтч	1.1769	9.687	10.302	11.532	11.698	11.698	11.698
Экономия от снижения потерь млн. руб.	4.5493	35.672	39.705	46.5	49.413	49.413	49.413

По итогам реализации Программы уровень потерь электроэнергии в сетях филиала в период 2018-2022 снизится и к 2022 году составит 12,39% от отпуска в сеть, что будет соответствовать установленным нормативам (Приказ Минэнерго РФ от 30.09.2014 №674). Кроме этого Программа снижения потерь является неотъемлемой частью комплекса мероприятий по созданию на территории Карачаево-Черкесской Республики цифровых районных электрических сетей. Результатом реализации Программы является возможность формирования балансов по ПС 110-35, отходящим линиям 6-10 кВ, ТП 6-10/0,4 кВ и отходящим линиям 0,4 кВ. Описанные возможности формирования балансов позволят дистанционно выявлять очаги потерь электроэнергии в сетях и использовать полученные данные при проведении рейдов по выявлению бездоговорного и безучетного потребления.

Динамика структурных составляющих баланса электроэнергии филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» на 2019-2024 гг. приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Динамика структурных составляющих баланса электроэнергии филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» на 2019-2024 гг.

№ п/п	**Показатели**	**Ед. изм.**	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
			1 214.214	1 220.285	1 226.386	1 232.518	1 232.518	1 232.518
1.1	норматив Минэнерго	млн. кВтч	1 242.21	1 242.21	1 242.21	1 242.21	1 242.21	1 242.21
1.2	тариф РСТ	млн. кВтч	1 214.21	1 220.28	1 226.39	1 232.52	1 232.52	1 232.52
1.4	Отпуск электроэнергии в сеть без учета "последней мили"	млн. кВтч	1 214.21	1 220.28	1 226.39	1 232.52	1 232.52	1 232.52
2.	**Потери электроэнергии**	**млн. кВтч**	182.132	173.280	163.109	152.670	152.670	152.670
		%	15.00	14.20	13.30	12.39	12.39	12.39
2.1	норматив Минэнерго	млн. кВтч	208.940	208.940	208.940	208.940	208.940	208.940
		%	16.82	16.82	16.82	16.82	16.82	16.82

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
2.2	тариф РСТ	млн. кВтч	182.13	173.28	163.11	152.67	152.67	152.67
		%	15.00	14.20	13.30	12.39	12.39	12.39
2.4	Фактические к отпуску без "последней мили"	%	15.00	14.20	13.30	12.39	12.39	12.39
3.	**Снижение потерь фактическое**	%						
		млн. кВтч						
5.	**Снижение потерь плановое**	%	0.67	0.73	0.83	0.85	0.85	0.85
		млн. кВтч	8.155	8.852	10.171	10.439	10.439	10.439
5.1.	в т.ч. снижение потерь по Программе	%	0.80	0.84	0.94	0.95	0.95	0.95
		млн. кВтч	9.687	10.302	11.532	11.698	11.698	11.698
5.2.	снижение потерь прочее	%	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
		млн. кВтч	0.000	0.000	0.083	0.000	0.000	0.000
5.3.	рост потерь	%	0.13	0.12	0.12	0.10	0.10	0.10
		млн. кВтч	1.532	1.450	1.444	1.259	1.259	1.259
5.4.	мероприятия "поддерживающие" уровень потерь	млн. кВтч	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ СЕТЕЙ

Строительство новых электросетевых объектов напряжениям 330 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг. не предусматривается.

В объемы электросетевого строительства включены новые, расширяемые и реконструируемые электросетевые объекты ПАО «МРСК Северного Кавказа», необходимые для надежного и качественного электроснабжения потребителей и выдачи мощности строящихся ГЭС на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг.

Оценка капиталовложений по рекомендуемым мероприятиям электросетевого строительства, но отсутствующим в инвестиционной программе ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»), выполнена по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденному приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 №385 (в ред. приказа от 21.10.2014 за №477) в базовых ценах 2000 года с последующим пересчетом в цены I квартала 2019 г.

Стоимость СМР, прочих работ и затрат и ПИР в текущем уровне цен определяется в соответствии с рекомендуемыми к применению в I квартале 2018 года индексами:

- $К_{смр}$ = **6,94** – индекс изменения сметной стоимости СМР к ФЕР по виду строительства «Прочие объекты» для Карачаево-Черкесской Республики (без НДС, Приложение 1 к письму Минстроя России от 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09);
- $К_{оборуд.}$ = **4,61** – индекс изменения сметной стоимости оборудования по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 3 к письму Минстроя России 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09);
- $К_{проч.}$ = **9,1** - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 2 к письму Минстроя России 22.01.2019 г. № 1408-ЛС/09).

Для пересчета ПИР $К_{проект.}$ = 1,19х4,09= 4,867:

- из цен на 01.01.2000 г. в цены 2001г. применяется $К_{проект.}$ = 1,19 (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);
- из цен на 2001 г. в цены I квартала 2019 г. применяется $К_{проект.}$ = **4,09** (без НДС, Приложение 4 к письму Минстроя России от 05.03.2019 г. № 7581-ДВ/09);.

Удельный вес затрат, составляющих стоимость строительства, принят по данным таблиц 5 и 16 Приложения 8 выше упомянутого сборника и приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Составляющие стоимости строительства подстанций и линий электропередачи напряжением 35, 110 кВ и выше

Объект	Составляющие стоимости строительства, %			
	СМР	Оборудование	Прочие затраты	ПИР
Подстанции	22	66,5	5,0	6,5
Линии электропередачи	80	-	11,5	8,5

Перечень по развитию генерирующих объектов на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики рекомендуемых к выполнению в период 2019-2024 гг. приведен в таблице 6.3. Перечень предлагаемых мероприятий по развитию электроэнергетических объектов (как генерирующих, так и электросетевых) на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению в период 2019-2024 гг. с указанием объемов и необходимых капитальных вложений, приведен в таблице 6.4.

В соответствии с разработанной «Схемой и программой…» с учетом мероприятий по выдаче мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2, Нижне-Красногорской МГЭС, Усть-Джегутинской МГЭС, технологического присоединения ПС 110 кВ Технопарк и ПС 110 кВ Свобода предусматривается новое строительство **8** ВЛ (КЛ) 110 кВ протяженностью **18,418** км и **2** новых ПС 110 кВ суммарной мощностью **160** МВА.

Также планируется осуществить техническое перевооружение **27,2** км ВЛ 35 кВ, реконструкция **3** ПС 110 кВ, на ПС 110 кВ Преградная планируется заменить 2 трансформатора суммарной мощностью 50 МВА на два трансформатора такой же мощности 2х25 МВА, а на ПС 110 кВ Северная трансформаторы мощностью 20 МВА и 25 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА, также предусматривается расширение ОРУ 110 кВ Зеленчукской ГАЭС на 2 линейные ячейки 110 кВ для присоединения Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2 и реконструкция ПС 110 кВ Головная (на I этапе - реконструкция КРУ-6 в объеме необходимом для присоединения Усть-Джегутинской МГЭС с завершением в 2019 г., на II этапе планируется реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Головная с заменой оборудования и установкой новых устройств релейной защиты и автоматики (РЗиПА) с завершением в 2020 г.).

Для реализации намеченного электросетевого строительства в 2019-2024 гг. «Схеме и программе…» всего потребуется **1714,49** млн. руб. капитальных вложений в текущих ценах с НДС, из них по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» включенным в утвержденную инвестиционную программу (ИП) (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») – 718,39 млн. руб. (таблица 6.2).

Таблица 6.2 - Сводные показатели капиталовложений в строительство электрических сетей напряжением 35-110 кВ в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. для рекомендуемого варианта

млн. руб. с НДС (цены I кв. 2019 г.)

Наименование	Потребность капитальных вложений по годам						Всего в 2019-2024 гг.
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Всего по «Схеме и программе…»	**458,91**	**162,6**	**399,66**	**327,86**	**365,46**	**0**	**1714,49**
объекты ПАО «МРСК СК» в т.ч: *мероприятия утвержденной ИП*	142,7	0	0	241,43	334,26	0	718,39
мероприятия не включенные в утвержденную ИП	316,21	162,6	399,66	86,43	31,2	0	996,1

Таблица 6.3 - Перечень по развитию генерирующих электроэнергетических объектов на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики рекомендуемых к выполнению в период 2019-2024 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ мощность, МВт/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в схему и программу развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1	Усть-Джегутинская МГЭС (ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»)	Строительство Усть-Джегутинской МГЭС	5,6 МВт (2х2,8 МВт)	2019	Обеспечение технологического присоединения энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»	СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг. Утвержденные ТУ №627р на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 с изменениями от 18.01.2017 и от 16.10.2018
2	Красногорская малая ГЭС №1 (Красногорская малая ГЭС) (ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»)	Строительство Красногорской малой ГЭС №1 (Красногорской малой ГЭС)	24,9 МВт (2х12,45 МВт)	2021	Обеспечение технологического присоединения энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»	СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг. Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018г СВМ Красногорской малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2
3	Красногорская малая ГЭС №2 (Правокубанская малая ГЭС) (ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»)	Строительство Красногорской малой ГЭС №2 (Правокубанской малой ГЭС)	24,9 МВт (2х12,45 МВт)	2022	Обеспечение технологического присоединения энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»	Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018г СВМ Красногорской малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2

Продолжение таблицы 6.3

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ мощность, МВт/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в схему и программу развития электро-энергетики Карачаево-Черкесской Республики (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
4	Нижне-Красногорская малая ГЭС (ООО «Южэнергострой»)	Строительство Нижне-Красногорской малой ГЭС	23,73 МВт	2023	Обеспечение технологического присоединения энергетических установок ООО «Южэнергострой»	СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы. Утвержденные ТУ №767р на ТП энергетических установок ООО «Южэнергострой» к электрической сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 19.01.2018 г. СВМ Нижне-Красногорской МГЭС

Таблица 6.4 - Перечень предлагаемых мероприятий по развитию электроэнергетических объектов (как генерирующих, так и электросетевых) на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению в период 2020-2024 гг. с оценкой необходимых капитальный вложений

№ п/п	Наименование проекта (строительство / реконструкция / проектирование)	Год строительства, реконструкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет	Стоимость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
	Электросетевые мероприятия по развитию генерирующих электроэнергетических объектов											
1.	**Для выдачи мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2**											
	Новое строительство											СВМ Красногорской МГЭС-1 и Красногорской МГЭС-2, СиПР ЕЭС России 2019-2025 гг Утвержденные ТУ на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к объектам электросетевого хозяйства Филиала ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский филиал» от 15.10.2018г
1.1	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-1	2021	4,8			4,8			Строительство новой ВЛ 110 кВ	- ***	37,43	
1.2	ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Красногорская МГЭС-2	2022	4,8			4,8			Строительство новой ВЛ 110 кВ	- ***	37,43	
	Реконструкция и расширение											
1.3	Зеленчукская ГАЭС. Оборудование одной линейной ячейки в РУ 110 кВ	2021							Оборудование одной линейной ячейки в РУ 110 кВ	- ***	49,0	
1.4	Зеленчукская ГАЭС. Оборудование одной линейной ячейки в РУ 110 кВ	2022							Оборудование одной линейной ячейки в РУ 110 кВ	- ***	49,0	
	Итого для выдачи мощности Красногорских МГЭС:		**9,6**			**9,6**					**172,86**	
2.	**Для выдачи мощности Нижне-Красногорской МГЭС**											
	Новое строительство											СВМ Нижне-Красногорской МГЭС, СиПР ЕЭС России 2019-2025 гг Утвержденные ТУ №767р на ТП энергетических установок ООО «Южэнергострой» к электрической сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 19.01.2018 г. СВМ Нижне-Красногорской МГЭС
2.1	Отпайка от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная (Л-42), на Нижне-Красногорскую МГЭС	2023	2			2			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	15,60	
2.2	Отпайка от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) на Нижне-Красногорскую МГЭС	2023	2			2			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	15,60	
	Итого для выдачи мощности Нижне-Красногорской МГЭС:		**4,0**			**4,0**					**31,20**	

№ п/п	Наименование проекта (строительство / реконструкция / проектирование)	Год строительства, реконструкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет*	Стоимость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
3	**Для выдачи мощности Усть-Джегутинской МГЭС**											
	Новое строительство											СиПР ЕЭС России 2019-2025 гг Утвержденные ТУ №627р на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 с изменениями от 18.01.2017 и от 16.10.2018 ДТП 398/2017 от 11.09.2017
3.1	Две ВЛ 6 кВ от ПС 110/6 кВ Головная до Усть-Джегутинской ГЭС	2019	4,2			4,2			Строительство двух новых ВЛ 6 кВ	да	28,5**	
	Реконструкция и расширение											
3.2	ПС 110 кВ Головная. I этап. Реконструкция КРУ-6 кВ	2019							Оборудование двух линейных ячейки в КРУ 6 кВ, реконструкция КРУ-6	да	114,2**	
	Итого для выдачи мощности Усть-Джегутинской МГЭС		**4,2**			**4,2**					**142,7**	
	Мероприятия по развитию электросетевых электроэнергетических объектов											
4.	**Для присоединения ПС 110 кВ Технопарк**											
	Новое строительство											Присоединение ПС 110 кВ Технопарк к электрическим сетям. ТУ от 07.09.2016 г. №611р на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств ООО «Строитель» максимальной мощностью 31,5 МВт ДТП не заключен
4.1	Строительство новой ПС 110/10 кВ Технопарк с трансформаторами 2х40 МВА	2019		2х40			80		Строительство новой ПС 110 кВ	- ***	312,31	
4.2	Отпайка на ПС 110 кВ Технопарк от ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218)	2019	0,4			0,4			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	3,12	
4.3	Отпайка на ПС 110 кВ Технопарк от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42)	2019	0,1			0,1			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	0,78	
	Итого для присоединения ПС 110 кВ Технопарк:		**0,5**	**80**		**0,5**	**80**				**316,21**	

Продолжение таблицы 6.4

№ п/п	Наименование проекта (строительство / реконструкция / проектирование)	Год строительства, реконструкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет*	Стоимость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
5	**Для электроснабжения жилого микрорайона в северной части г.Черкесск**											
	Новое строительство											
5.1	Строительство новой ПС 110/10 кВ Свобода с трансформаторами 2х40 МВА	2021		2х40			80		Строительство новой ПС 110 кВ	- ***	312,31	Присоединение ПС 110 кВ Свобода к электрическим сетям. ТУ от 11.09.2018 г. №802р с изменениями от 25.01.2019 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» максимальной мощностью 29,05 МВт ДТП № 59/2019 от 18.03.2019г
5.2	Отпайка на ПС 110 кВ Свобода от ВЛ 110 кВ Кавказская – Северная (Л-126)	2021	0,045			0,045			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	0,35	
5.3	Отпайка на ПС 110 кВ Свобода от ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27)	2021	0,073			0,073			Строительство новой ВЛ 110 кВ	нет	0,57	
	Итого для присоединения ПС 110 кВ Свобода:		**0,118**	**80**		**0,118**	**80**				**313,23**	
6.	**Рсконструкция и расширение объектов ПАО «МРСК СК»**											
6.1	Техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Биче-Сын – Поляна (Л-328)	2022	27,2			0			Строительство новой ВЛ 35 кВ	да	241,43*	ВЛ 35 кВ является резервным питанием части потребителей Карачаевского района. Введена в эксплуатацию в 1969 г., деревянные опоры полностью изношены, требуется замена провода

Продолжение таблицы 6.4

№ п/п	Наименование проекта (строительство / реконструкция / проектирование)	Год строительства, реконструкции	Физические характеристики						Описание работ	Соответствие ИП КЧФ ПАО «МРСК СК», да/нет*	Стоимость, млн руб. с НДС	Обоснование
			Ввод			Прирост						
			км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				
6.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Преградная (замена тр-ров 2х25 МВА без увеличения мощности)	2023		2х25			0		Замена трансформаторов 2х25 МВА без увеличения мощности	да	334,26*	Питающий центр Урупского района, в т.ч. Медногорского горно-обогатительного комбината. Эксплуатируется с 1969 г. и отработала нормативный срок. Акт ТО №10/19 от 11.07.2019г (Приложение Л-2)
6.3	ПС 110 кВ Головная. II этап. Реконструкция ОРУ-110 кВ	2020	-	-	-	-	-	-	Реконструкция ОРУ-110 кВ, замена ОДКЗ на выключатели и др.	да**	50,0**	Проектные решения по титулу «Техперевооружение ПС 110 кВ Головная для технологического присоединения Усть-Джегутинской МГЭС»
6.4	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Северная (замена тр-ра Т-2 20 МВА и тр-ра Т-1 25 МВА на два тр-ра 25 МВА)	2020		2х25			5		Замена трансформаторов Т-1 25 МВА (без увеличения мощности) и Т-2 20 МВА на два трансформатора по 25 МВА	нет	112,58	Отработали нормативный срок, тр-р Т-2 не типовой трансформаторной мощностью. Акт ТО №10/19 от 11.07.2019г (Приложение Л-3)
	Всего с учетом мероприятий по выдаче мощности		**45,618**	**260**		**18,418**	**165**				**1714,47**	

Примечание:

* - в соответствии с утвержденной Инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»)

** - в соответствии с «Доработанным проектом ИПР ПАО «МРСК Северного Кавказа», находящийся на рассмотрении в Минэнерго РФ от 16.07.2019 г.

*** - мероприятия вне зоны ответственности ПАО «МРСК Северного Кавказа»

7 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории республики, входит в состав ОЭС Юга и территориально включает в себя (по состоянию на 1.01.2019 г.):

- электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется, в основном, Филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»;
- электрические сети напряжением 330 кВ – сети эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга;
- электрические станции суммарной мощностью 329 МВт, в основном (301,2 МВт) это электростанции Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро».

2. В предыдущие пять лет потребление электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики изменялось незначительно, в пределах 1276-1409,4 млн. кВт.ч. Объем потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году составил 1354,3 млн. кВт.ч, снизившись по сравнению с 2017 годом на 3,9 %. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние пять лет (2014-2018 годы) составил 1,25 %. Доля потребления электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в объеме потребления электроэнергии ОЭС Юга не превышает 1,32 %.

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2018 году (15.01.2018г, 18-00) составила 218,0 МВт и по сравнению с 2017 годом (16.02.2017 г., 19-00) - 226,0 МВт, уменьшилась на 3,5 %. Годовые максимумы электрической нагрузки в 2014-2018 гг. наблюдались в декабре, январе и феврале месяцах и имели устойчивый вечерний пик. Наибольшее значение максимальной электрической нагрузки в последние годы наблюдалось в 2017 году (226 МВт), наименьшее – в 2015 году (207,7 МВт). Разница между наибольшим и наименьшим значением максимальной электрической нагрузкой за рассматриваемый период составила 18,3 МВт или 8,1 %.

3. Установленная мощность действующих электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 г. составила 329 МВт, в том числе ГЭС – 303 МВт (92 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (8 %). Преобладающая доля электростанций принадлежит ПАО «РусГидро»-«Карачаево-Черкесский Филиал» и составляет 91,5 % (301,2 МВт).

Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в часы зимних максимальных нагрузок в рассматриваемый период составляла 4,4-147,2 МВт. Размещение резерва мощности ОЭС Юга на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики не предусматривается.

Разрыв между установленной и располагаемой мощностью обуславливается ограниченностью гидроресурсов в зимний период, недостаточной тепловой нагрузкой на тепловых электростанциях. Ввод гидроагрегатов Зеленчукской ГАЭС в 2016 г. осуществлен после прохождения максимума нагрузки энергосистемы.

4. Дефицит мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг. составлял 72,4-211,7 МВт (33-98 % от максимума потребления). Покрытие дефицита мощности энергосистемы осуществлялось за счет приема мощности из избы-

точной энергосистемы Ставропольского края. В летний период дефицит существенно снижался за счет выдачи мощности Зеленчукской ГЭС.

Производство электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014-2018 годах составляло 67,1-523,6 млн. кВт ч. В структуре производства электроэнергии с 2014 гг. до 2018 г. доля ГЭС увеличилась с 6 % до 90,3 %. В 2014 году, в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища, доля ГЭС составила 6%, ТЭС – 94%. В 2018 г. на ГЭС было произведено 90,3 %, на ТЭС – 9,7 % от всей электроэнергии, выработанной на территории республики.

Баланс электроэнергии в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг. складывался с дефицитом. Превышение потребности в электроэнергии над производством в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2015 г. и 2017 г. составило 873,7 млн. кВт.ч и 923,5 млн. кВт.ч соответственно (68% и 65,5 % от потребности). В 2014 и 2016 гг. в условиях останова Зеленчукской ГЭС и сниженного притока в водохранилища дефицит электроэнергии в энергосистеме республики достигал 1109,3-1208,5 млн. кВт.ч (87-94,7 % от потребности). В 2018 году дефицит электроэнергии энергосистемы составлял 830,7 млн. кВт.ч с учетом заряда ГАЭС (61,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии осуществлялось за счет поставок электроэнергии из энергосистемы Ставропольского края по сети 110 и 330 кВ.

5. Электрические сети на территории Карачаево-Черкесской Республики развиваются на напряжениях 330, 110 и 35 кВ. Электроснабжение потребителей республики обеспечивается через 40 подстанций 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 1003,5 МВА и 32 подстанции 35 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 152,0 МВА. Протяженность линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме республики составляет 1100,9 км и 421,8 км соответственно.

По составу оборудования и схеме питания 25 % подстанций 110 кВ и более половины подстанций 35 кВ не могут обеспечивать электроснабжение потребителей 1 и 2 категории.

Высокий износ трансформаторного и другого оборудования на подстанциях 35 и 110 кВ, а также линий электропередачи: 59% оборудования на подстанциях 110 кВ и более 75 % на подстанциях 35 кВ эксплуатируется более 30 лет. Протяженность линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме республики со сроком эксплуатации более 30 лет составляет около 55 %.

Нагрузка установленных трансформаторов в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях. В аварийном режиме (N-1) при отключении одного трансформатора нагрузка второго трансформатора на всех подстанциях 110 и 35 кВ также не превысит номинальную, за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА превышает номинальную.

6. Перспективные режимы электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики приняты в соответствии с данными утвержденной «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы». С 2017 года после ввода Зеленчукской ГАЭС учитывается потребление электроэнергии на заряд ГАЭС. Заряд ГАЭС будет осуществляться в ночные часы суток с потреблением мощности 150 МВт и электроэнергии до 142 млн. кВт.ч в год.

Электропотребление по энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики характеризуется низкими годовыми темпами прироста на протяжении всего прогнозного периода. Среднегодовой прирост электропотребления за 2019-2024 годы составит 1,8 %, что сравнимо с среднегодовым приростом по ОЭС Юга (1,4 %). К концу прогнозного периода к 2024 г. доля энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в общем электропотреблении ОЭС Юга составит 1,35 %.

Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики к 2024 году прогнозируется на уровне 242 МВт. По сравнению с фактическим значением 2018 года (218 МВт) максимум нагрузки увеличится на 24 МВт или на 11 %. Среднегодовой прирост нагрузки за период 2020-2024°гг. составит 1,37 %. Рост максимальной электрической нагрузки ожидается в основном за счет роста потребления мощности в сфере услуг и домашнего хозяйства, и жилищного строительства.

Таблица 7.1 - Основные показатели электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики

Название показателя	Факт	Прогноз					
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	1354,3	1413,5	1435,2	1449,8	1467,9	1486,1	1508,5
Темп роста, %	*-3,9*	*4,3*	*1,5*	*1,0*	*1,3*	*1,2*	*1,5*
В том числе заряд Зеленчукской ГАЭС	108,1	142	142	142	142	142	142
Электропотребление без учета потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС,млн. кВт.ч	1246,2	1271,5	1293,2	1307,8	1325,9	1344,1	1366,5
Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы, МВт	218	226	230	233	236	239	242
Темп роста, %	*-2,6*	*-3,5*	*3,7*	*1,8*	*1,3*	*1,3*	*1,3*
Число часов использования максимальной электрической нагрузки с учетом потребления электроэнергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, час/год	6212	6254	6240	6222	6220	6218	6233

7. Вводы генерирующих мощностей в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в период 2019-2024 гг. планируются на малых ГЭС в объеме 79,1 МВт:

- ввод *Усть-Джегутинской МГЭС* установленной мощностью 5,6 МВт в 2019 г;
- ввод *Красногорской МГЭС-1* установленной мощностью 24,9 МВт в 2021 году;
- ввод *Красногорской МГЭС-2* установленной мощностью 24,9 МВт в 2022 году;
- ввод *Нижне-Красногорской МГЭС* установленной мощностью 23,7 МВт в 2023 году.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2024 году составит 408,1 МВт, в том числе ГЭС (ГАЭС) – 382,1 МВт (93,6 % от суммарной установленной мощности), ТЭС – 26 МВт (6,4%).

8. Баланс мощности энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики при прогнозируемых уровнях потребности в мощности на весь рассматриваемый перспективный период в зимний максимум будет складываться с дефицитом 72-77,5 МВт (30-33,6

% от максимальной электрической нагрузки). В часы минимальной нагрузки (ночной провал) с учетом работы ГАЭС в режиме заряда дефицит мощности энергосистемы республики может достигать 290-310 МВт. Наименьший дефицит в часы максимальной нагрузки обусловлен работой Зеленчукской ГАЭС в генераторном режиме с выдачей 140 МВт.

В летний период 2019-2024 гг. энергосистема Карачаево-Черкесской Республики избыточна по мощности в течение суток, кроме «ночного провала нагрузки», когда осуществляется заряд ГАЭС. Наибольшие избытки мощности имеют место в часы максимальной нагрузки (3-4 часа) в 2019-2024 гг. будут достигать 110-175 МВт.

Баланс электрической энергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. складывается с дефицитом. Дефицит электроэнергии в энергосистеме с учетом потребления на заряд Зеленчукской ГАЭС (142 млн. кВт.ч) составит в 2019 г. 930,5 млн. кВт.ч (65,8 % от потребности), снижаясь к 2024 году до 623,5 млн. кВт.ч в год (41,3 % от потребности). Покрытие дефицита электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2019-2024 гг. будет обеспечиваться из избыточной энергосистемы Ставропольского края.

9. Анализ функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2020-2024 годах, включая ее внешние связи с ОЭС ЮГа напряжением 110 кВ и выше, и результатов балансовых и электрических расчетов показал, что для рекомендуемого варианта развития энергосистемы в рассматриваемый прогнозный период отсутствует необходимость дополнительного развития электросетевых объектов напряжением 330 кВ и выше на территории Республики. Строительство новых объектов напряжением 35 и 110 кВ предусматривается для выдачи мощности Красногорских малых ГЭС, Нижне-Красногорской малой ГЭС, Усть-Джегутинской МГЭС, а также для присоединения ПС 110 кВ Технопарк (ТУ от 07.09.2016 г. №611р на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств ООО «Строитель» максимальной мощностью 31,5 МВт, ввод планируется в 2019 г.) и ПС 110 кВ Свобода (ТУ от 11.09.2018 г. №802р с изменениями от 25.01.2019 г. №1 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» максимальной мощностью 29,05 МВт и Договор на технологическое присоединение № 59/2019 от 18.03.2019г., ввод планируется в 2021 г.). Электроснабжение других объектов, сооружаемых на территории Карачаево-Черкесской Республики в период 2020-2024 гг., может быть обеспечено от существующих электрических сетей энергосистемы при реконструкции и техническом перевооружении отдельных подстанций и ЛЭП.

10. Для устранения технологических рисков функционирования энергосистемы, на территории Карачаево-Черкесской Республики предусматриваются мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрической сети напряжением 110 и 35 кВ. Все мероприятия, предусмотренные инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») подтверждаются проведенными расчетами и рекомендуются к выполнению в планируемые сроки:

- техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Бичесын – Поляна (Л-328) в 2022 г.;
- техническое перевооружение ПС 110 кВ Преградная в 2023 г.;

- техническое перевооружение ПС 110 кВ Головная (на I этапе - реконструкция КРУ-6 в объеме необходимом для присоединения Усть-Джегутинской МГЭС) в 2019 г. На II этапе (согласно доработанному проекту ИПР ПАО «МРСК Северного Кавказа», находящийся на рассмотрении в Минэнерго РФ от 16.07.2019 г. и проекту реконструкции ПС 110 кВ Головная) планируется реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Головная с замсной двух пар «отделнтель-короткозамыкатель» (ОД Т-1, ОД Т-2) и маслонаполненных трансформаторов тока 110 кВ (ТТ Т-1, ТТ Т-2) на новые элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110II*-40/2500У1 со встроенными трансформаторами тока, с заменой разъединителей и заземлителей нейтрали трансформаторов, с установкой новых трансформаторов напряжения (ТН) и высокочастотных заградителей и другого оборудования, а также установка новых устройств релейной защиты и автоматики (РЗиПА) (планируемый срок завершения второго этапа и всей реконструкции 2020 г.).

11. Проведение реконструкции ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов не предусмотрено утвержденной инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»). Однако, замена трансформаторов предусмотрена корректирующими мероприятиями, указанными в акте технического освидетельствования (ТО) №10/19 от 11.07.2019 г. ПС 110 кВ Северная о необходимости замены трансформаторов в срок до 01.05 2020 г. Рекомендуется провести реконструкцию ПС 110 кВ Северная с заменой по техническому состоянию трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на новый аналогичный без увеличения трансформаторной мощности и трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА на новый стандартной трансформаторной мощностью 25 МВА. Увеличение номинальной мощности Т-2 при его замене связано с большей стоимостью трансформатора нетиповой мощностью 20 МВА при его производстве на заводе-изготовителе, чем типового трансформатора ТДТН-25000/110 мощностью 25 МВА (стоимость нового трансформатора мощностью 25 МВА ориентировочно составляет 30 млн. руб, при этом стоимость трансформатора мощностью 20 МВА оценивается на 20% выше).

12. Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35-110 кВ и выше показал, что напряжения в сети 35, 110 кВ и выше в расчетных режимах обеспечиваются в допустимых пределах.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2020- 2024 гг. показал, что при отключении одного элемента электрической сети (линии электропередачи, автотрансформатора) загрузка оставшихся в работе элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. Нагрузка трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ в расчетный период (2020-2024 гг.) зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме не превышает номинальную на всех подстанциях за исключением ПС 110 кВ Северная, где при отключении одного из существующих трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает номинальную.

При выводе в ремонт Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС выдача/приём полной мощности генераторов Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС ограничивается мощностью обмотки низкого напряжения (НН) АТ-1 Зеленчукской ГАЭС (40 % от номинальной мощности АТ-1). Номинальный ток обмотки НН АТ-1 200 МВА Зеленчукской ГАЭС составляет 3347 А, а номинальный ток генератора Г-3 (Г-4) – 3447 А в генераторном ре-

жиме и 3439 А в двигательном режиме при номинальном cos φ. Таким образом, для недопущения перегруза обмотки низкого напряжения (НН) АТ-1 Зеленчукской ГАЭС сверх номинальных значений, при выводе в ремонт Т-3 Зеленчукской ГАЭС необходимо ограничивать суммарную генерацию Г-3, Г-4 Зеленчукской ГАЭС, при работе станции в насосном режиме потребуется отключение Г-3 или Г-4.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск в режиме летних максимальных нагрузок 2023г и 2024 года в схеме ремонта ряда ВЛ 110 кВ может приводит к перегрузке элементов электрической сети 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. Перегрузки в сети 110 кВ в таких режимах будут устраняться действием ПА на разгрузку Красногорских МГЭС и Нижне-Красногорской МГЭС либо отключение генератора Г-3 на Зеленчукской ГАЭС.

Выполненные расчеты показали также, что аварийное отключение одного из элементов сети 110 и 330 кВ в схеме ремонта АТ-1 Зеленчукской ГАЭС с выдачей полной мощности обоих генераторов (Г-3 и Г-4) Зеленчукской ГАЭС не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики. При выводе в ремонт Т-3 330/13,8 кВ Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-4 выдача/приём полной мощности гидрогенератора Г-3 обеспечивается без ограничений.

Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко в часы зимних минимальных нагрузок при заряде ГАЭС может приводить в 2020 г. к перегрузке ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня на 8,9 %, аналогичная картина происходит в 2024 г., при этом происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС до 101 и 99 кВ. Для устранения перегрузки ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-25) устройствами АОПО на ПС 110 кВ Северная поэтапно отключаются ВЛ 110кВ Северная – Южная с отпайками (Л-095) и ВЛ 110кВ Черкесск– Северная (Л-097). Отключение данных ВЛ приводит к снижению напряжения на шинах 110 кВ Зеленчукской ГАЭС ниже напряжения уставки срабатывания устройств АОСН равной 87 кВ, отключающих поэтапно генераторы Г-3 и Г-4 на Зеленчукской ГАЭС работающих в насосном режиме. Отключение генератора Г-3 повышает напряжение до 85-83 кВ, отключение Г-4, повышает напряжение до 97-95 кВ в режимах 2020 и 2024 годах соответственно.

Для обеспечения технических требований к уровню напряжения в сети энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики установка дополнительных компенсирующих устройств на подстанциях 110 кВ и выше в период до 2024 года не требуется.

13. В соответствии с разработанной «Схемой и программой…» с учетом мероприятий по выдаче мощности Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2, Нижне-Красногорской МГЭС, Усть-Джегутинской МГЭС, технологического присоединения ПС 110 кВ Технопарк и ПС 110 кВ Свобода предусматривается новое строительство **8** ВЛ (КЛ) 110 кВ протяженностью **18,418** км и **2** новых ПС 110 кВ суммарной мощностью **160** МВА. Также планируется осуществить техническое перевооружение **27,2** км ВЛ 35 кВ, реконструкция **3** ПС 110 кВ, на ПС 110 кВ Преградная планируется заменить 2 трансформатора суммарной мощностью 50 МВА на два трансформатора такой же мощности 2х25 МВА, а на ПС 110 кВ Северная трансформаторы мощностью 20 МВА и 25 МВА на два трансформатора мощностью по 25 МВА, также предусматривается расширение ОРУ 110 кВ Зеленчукской ГАЭС на 2 линейные ячейки 110 кВ для присоединения Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2 и реконструкция ПС 110 кВ Головная (на I этапе - реконструкция КРУ-6 в объеме необходимом для присоединения

Усть-Джегутииской МГЭС с завершением в 2019 г., на II этапе планируется рекоиструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Головная с заменой оборудования и установкой новых устройств релейной защиты и автоматики (РЗиПА) с завершением в 2020 г.).

Для реализации намеченного электросетевого строительства в 2019-2024 гг. «Схеме и программе…» всего потребуется **1714,49** млн. руб. капитальных вложений в текущих ценах с НДС, из них по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» включенным в утвержденную инвестиционную программу (ИП) (приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа») – 718,39 млн. руб.

8 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АО – акционерное общество;
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АОСН – автоматическое ограничение снижения напряжения;
АТ – автотрансформатор;
БСК – батарея статических компенсаторов;
Вед. инж. – ведущий инженер;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
г. (гг.) – год (годы);
Гл. спец. – главный специалист;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ЕЭС – единая энергетическая система;
кВ – кило Вольт;
к.з. – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия электропередачи;
км – километр;
КУ – компенсирующее устройство;
МВА – Мега-Вольт Ампер;
Мвар – Мега-Вольт Ампер реактивный;
МВт – Мега Ватт;
МРСК СК – межрегиональная распределительная сетевая компания Северного Кавказа;
МЭС – магистральные электрические сети;
Н. контр. – норма контролёр;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОН – ограничение нагрузки;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОЭС – объединённая энергосистема;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПС – электрическая подстанция;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
См. примечание – смотри примечание;
СО – системный оператор;
СШ. – сборные шины;
ТУ на ТП – техническое условие на технологическое присоединение;
ТЭС – тепловая электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
тыс. чел. – тысяч человек;
ФСК – федеральная сетевая компания.

9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок;

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;

3. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 630;

4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

5. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

6. Методические рекомендации Минэнерго России к содержанию Программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (письмо Минэнерго России от 17.03.2010 №АШ-2074/09);

7. «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.180.02.140-2012;

8. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.01.116-2012

9. «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы», утверждена Минэнерго России от 28.02.2019 г. приказом №174;

10. «Схема и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2019-2023 годы», утверждена Распоряжением Главы Карачаево-Черкесской Республики 28.04.2018 г №107-р;

11. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича, «Издатсльство НЦ ЭНАС», 2005 г.

12. «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение №1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Председатель Правительства
Карачаево-Черкесской
Республики

_____ А.А. Озов

«___» _____ 2018 г.

Типовое техническое задание
на разработку схемы и программы развития электроэнергетики
Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы.

Основания для проведения работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы:

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики разрабатывается в соответствии с:

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

– Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

– поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29 марта 2010 года №ПР-839 пункт 5) об учете в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

– методическими рекомендациями Минэнерго РФ по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

При разработке также должны выполняться положения:

– Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
– Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»

с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года

№ 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

1. Цели разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики:

Основными целями разработки схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики 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 Карачаево-Черкесской Республики:

Задачами формирования схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики являются:

2.1. Обеспечение надежного 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 схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России;
- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- 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;
- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

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

3.4. За отчётный год принять 2018 год, за расчётные – 2019 - 2024 годы.

3.5. Материалы СиПР должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, а также сетевыми организациями, генерирующими компаниями и иными организациями на территории Карачаево-Черкесской Республики, представители которых входят в состав Рабочей группы по разработке схем и программ развития электроэнергетики и Координационного совета по развитию электроэнергетики в Карачаево-Черкесской Республике.

3.6. СиПР утверждается до 1 мая 2019 года высшим должностным лицом (руководителем высшего исполнительного органа государственной власти) Карачаево-Черкесской Республики.

4. Требования к содержанию Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы:

В составе СиПР должно быть представлено:

4.1. Общая характеристика Карачаево-Черкесской Республики:

Должны быть приведены данные по площади территории, численности населения, перечень наиболее крупных населенных пунктов, основные направления специализации Карачаево-Черкесской Республики, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания, проведён мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных утверждённой схемой и программой развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на предыдущий период.

4.2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики за прошедший пятилетний период:

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

4.2.2. Отчётная динамика потребления электроэнергии Карачаево-Черкесской Республики за последние 5 лет.

4.2.3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Карачаево-Черкесской Республики за последние 5 лет.

4.2.4. Перечень крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии и 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 Карачаево-Черкесской Республики, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим 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 существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики за последние 5 лет.

4.2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 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 Карачаево-Черкесской Республики.

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

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

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

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

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

4.3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Карачаево-Черкесской Республики:

В работе должна быть представлена характеристика функционирования энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше за отчетный пятилетний период, а также проведена оценка балансовой ситуации и наличия «узких мест», связанных с:

– наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к

* целесообразность выполнения данных разделов в рамках разработки схемы и программы развития электроэнергетики субъекта РФ определяется органом исполнительной власти субъекта РФ

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 Карачаево-Черкесской Республики:

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

для базового варианта:

- 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 220 кВ и выше (включая техническое перевооружение и реконструкцию), а также генерирующих объектов, включённых в утвержденную (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 утвержденными 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 Карачаево-Черкесской Республики, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории Карачаево-Черкесской 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 энергосистеме Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской Республики:

для базового варианта развития:

а) прогноз потребления электрической энергии и мощности из базового варианта разработанной и утвержденной 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 Карачаево-Черкесской 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:

б) прогноз потребления электрической энергии и мощности, предоставляемый органом исполнительной власти Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской Республики на период формирования СиПР. При наличии дополнительного варианта потребления электрической энергии и мощности для него также должен быть выполнен баланс мощности и электричеекой энергии.

4.4.3.1. При формировании перспективных балансов электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-

Черкесской 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 Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской Республики на расчётный период формирования СиПР. Показатели балансов приводятся по годам на период формирования СиПР.

4.4.3.4. Прогноз развития энергетики Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской 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 220 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 Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской

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 анализ 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. 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, класс напряжения которой ниже 110 кВ (для каждого года).

4.4.6.13. 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, должны быть представлены на основании:

- балансовых и электрических расчётов (в соответствии с пп. 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 предложения по исключению инвестиционных проектов из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики ввиду отсутствия обоснований необходимости их реализации.

4.4.7. Технико-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 требуемых объемов финансирования и влияния на региональные тарифы.

4.5*. Основные направления развития теплоэнергетики Карачаево-Черкесской Республики:

4.5.1. Прогноз потребления тепловой энергии на период формирования СиПР с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований.

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

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

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

4.5.4. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики с указанием

новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных).

4.5.5. Разработанные предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Карачаево-Черкесской Республики (при их наличии) с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей).

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

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

4.5.8. Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей.

4.5.9. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Карачаево-Черкесской Республики на период формирования СиПР.

4.5.10. 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 Карачаево-Черкесской Республики.

Требования к оформлению Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 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).

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 т.ч.:

- карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской 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 Карачаево-Черкесской Республики на отчетный год и последний год периода формирования СиПР;
– схемы потокораспределения и уровней напряжения в сети 110 кВ и выше для всех проведённых расчётных режимов, результаты расчетов в табличном виде;

перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ;

– перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ (для «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»).

6. Исходная информация для разработки Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 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 отчёт о функционировании Единой энергетической системы России и данные мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

6.4. Отчётные данные о работе энергосистемы на территории Карачаево-Черкесской Республики.

6.5. Утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний на территории Карачаево-Черкесской Республики.

6.6. 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 Карачаево-Черкесской Республике.

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

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

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

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

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

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

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

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

6.15. Информация, предоставляемая органами исполнительной власти и Координационным советом по развитию электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики.

ИСПОЛНИТЕЛЬ	ЗАКАЗЧИК
_____ _____ ___	
«__» __ 2018 г.	«__» __ 2018 г.
М.П.	М.П.

Продолжение приложения А

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЙ
к техническому заданию на разработку
схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020 - 2024 годы

Исполняющий обязанности Министра промышленности и торговли Карачаево-Черкесской Республики _____ Х.М. Куджев
«___» _____ 2018 г.

Первый заместитель генерального директора – главный инженер ПАО «МРСК Северного Кавказа» _____ Б.Х. Мисиров
«___» _____ 2018 г.

Директор филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» _____ В.А. Халюзин
«___» _____ 2018 г.

Генеральный директор Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга _____ А.В. Солод
«___» _____ 2018 г.

Директор Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ _____ А.Л. Корольков
«___» _____ 2018 г.

Директор филиала ПАО «РусГидро» - «Карачаево-Черкесский филиал» _____ П.В. Кравченко
«___» _____ 2018 г.

Директор филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» _____ Г.Е. Сергеев
«___» _____ 2018 г.

Продолжение приложения А

РусГидро

Филиал ПАО «РусГидро» -
«Каскад Кубанских ГЭС»

д. 360в ул. Водопроводная г. Невинномысск
Российская Федерация, 357115

т: 8 (800) 3338000/ +7 (495) 2253232
т: +7 (86554) 68901
ф: +7 (86554) 68550

kkges@rushydro.ru
www.kkges.rushydro.ru

от 14.02.2023 № [illegible]

ия № 2185 от 30.08.2018

Исполняющему обязанности
Министра промышленности и
торговли Карачаево-Черкесской
Республики

Х.М. Куджеву

369000, г. Черкесск, ул. Кавказского, 36
Тел/факс: (878-2) 28-07-63
E-mail: minprom@kchr.ru

О согласовании проекта ТЗ
СиПР КЧР

Уважаемый Хазрет Магометович!

Специалистами филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» рассмотрено «Типовое техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы». Замечания отсутствуют. Филиал ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» согласовывает «Типовое техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы».

Приложение: на 16 л., в 1 экз.

Исполняющий обязанности директора А.К. Карпов

Соколов Р.А.
(86554) 41521

РОССЕТИ

МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ
СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА"
ул. Подстанционная, 13-а пос. Энергетик,
г. Пятигорск, Ставропольский край, 357500
Телефон (8793) 34-66-61,34-66-61 доб. (8793) 40-18-20
e-mail: mrsk-sk@mrsk-sk.ru, www.mrsk-sk.ru

№ МРСК 2185 от 30.08.2018 г.

На № ___ от ___ 20___ г.

Первому заместителю министра
промышленности и торговли
Карачаево-Черкесской Республики
Х.М. Куджеву

О согласовании ТЗ
на разработку СИПР КЧР 2020-2024

Уважаемый Хазрет Магаметович!

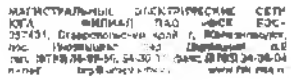
Настоящим сообщаю Вам о согласовании проекта технического задания на разработку Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на период 2020-2024, направленного в адрес ПАО «МРСК Северного Кавказа» письмом от 30.08.2018 № 2185.

Генеральный директор Ю.В. Зайцев

Ястребенко Е.В.
(8793) 40-17-19

Продолжение приложения А

Федеральная
Сетевая Компания



10.09.2018 № МЭ/6/1596

На Ваш от 30.08.2018 № 2185

Министру промышленности и
торговли Карачаево-
Черкесской Республики

М.О. Аргунову

Факс: (8782) 28-07-63

О рассмотрении ТЗ
на разработку СиПР КЧР

Уважаемый Мурат Олегович!

Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга рассмотрен и согласовывается проект технического задания на разработку «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020 – 2024 годы».

Директор по развитию сети Ю.Н. Ашихмин

Волошенко Р.В.
(8793) 23-86-79

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения А

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ
РЕСПУБЛИК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА
И СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ»
(Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ)
Подстанционная ул., д. 26
г. Пятигорск, Ставропольский край, 357506
Тел.: (8793) 34-71-20, Факс: (8793) 34-87-17
E-mail: sec@skrdu.so-ups.ru
http://www.so-ups.ru
ОКПО 22044191 ОГРН 1027700201352
ИНН/КПП 7705454461/263243001

16.09.2018 № [illegible]

на № 2185 от 30.08.2018

Исполняющему обязанности
министра промышленности и
торговли Карачаево-Черкесской
Республики
Куджеву Х.М.

О согласовании редакции ТЗ на СиПР Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы

Уважаемый Хазрет Магаметович!

Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (далее – Северокавказское РДУ) рассмотрено техническое задание на разработку «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы».

По результатам рассмотрения направляю в Ваш адрес согласованную Северокавказским РДУ редакцию данного технического задания.

Прошу направить в наш адрес данное техническое задание на бумажном носителе для подписания.

Приложение: Техническое задание на разработку «Схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020-2024 годы» на 16 л.

Директор А.Л. Корольков

Гурский Михаил Юрьевич
(8793) 34-87-26

Взам.инв. №

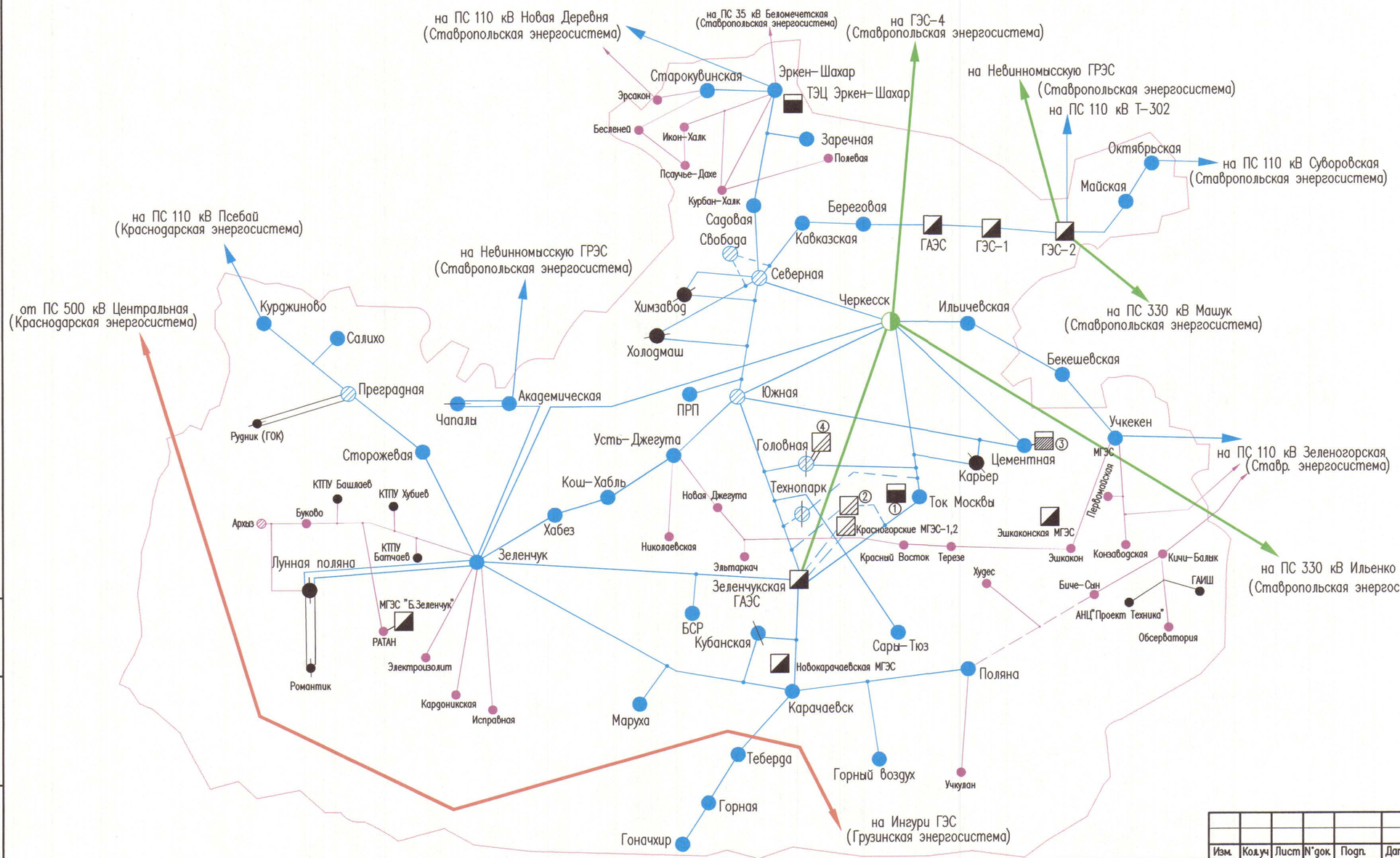
Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Приложение Б. Карта-схема электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019г. с развитием до 2024 г.



Условные обозначения

Наименование	Существующие на 1.01.2019г.	Сооружаемые и реконструируемые в 2019-2024г.г.
ТЭС		
СЭС		
ВЭС		
ГЭС/ГАЭС		
ПС 330кВ		
ПС 110кВ		
ПС 35кВ		
ПС потребит.		
ВЛ 330кВ		
ВЛ 110кВ		
КЛ 110кВ		
ВЛ 35кВ		

На карте-схеме обозначены:

①-Мини ТЭЦ Черкесск
②-Нижне-Красногорская МГЭС
③-ГПЭУ АО "Кавказцемент"
④-Усть-Джегутинская МГЭС

Взам. инв. N°
Подп. и дата
Инв. N°подл.

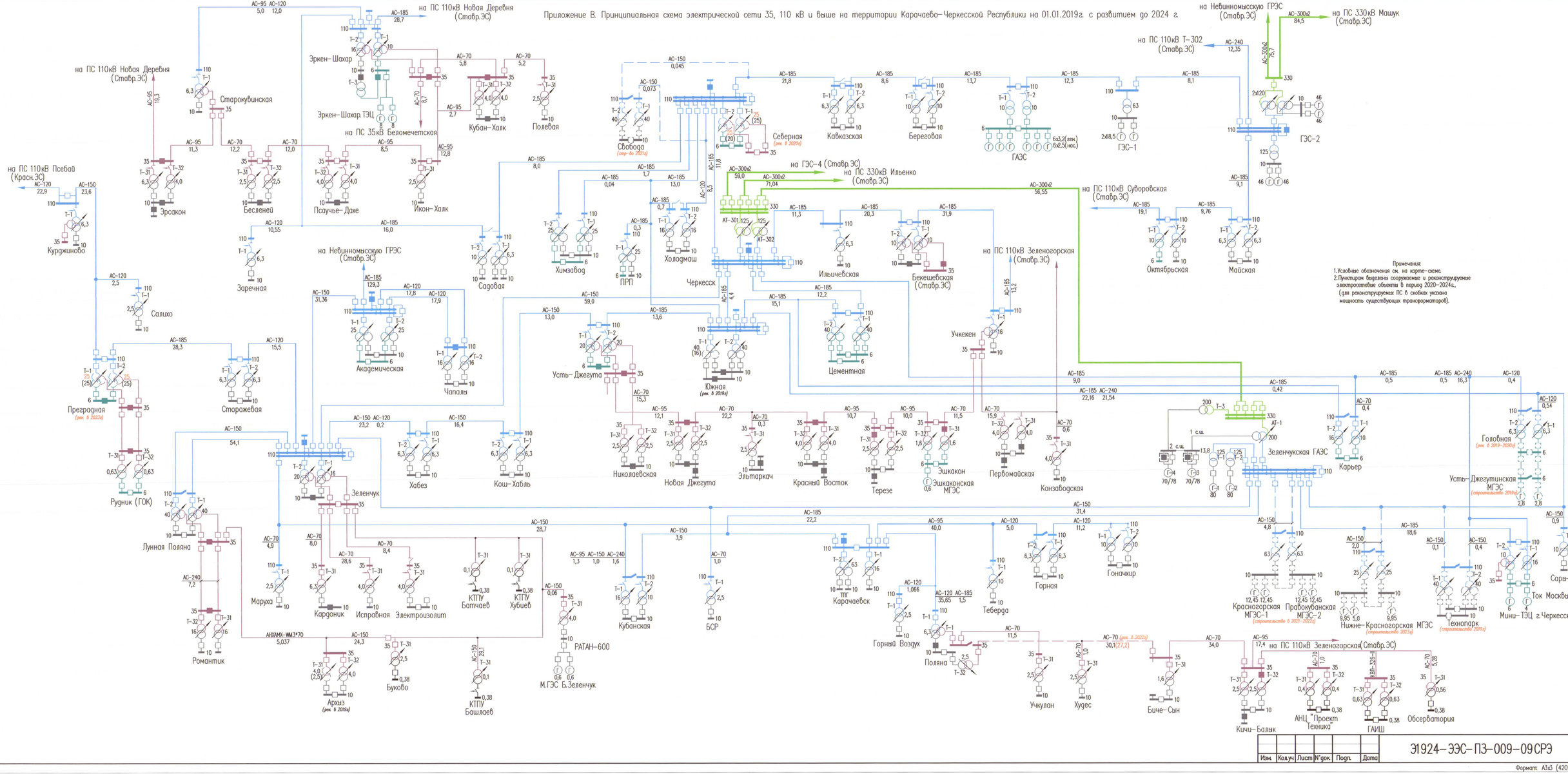
Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист 130

Формат: - (297х594мм)

Приложение В. Принципиальная схема электрической сети 35, 110 кВ и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019г. с развитием до 2024 г.



Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата	31924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 131

Инв. N°подл. | Подп. и дата | Взам. инв. N°

Формат: А3х3 (420х891мм)

Приложение Г

Данные по загрузке трансформаторов подстанций 35-110кВ филиала ПАО "МРСК Северного Кавказа"–«Карачаево-Черкесскэнерго» по результатам замеров режимных дней 2016-2018гг

№ п/п	Подстанция	Дисп. обозн. тр-ров	Sном, МВА	2016, летний режимный день 15.06.2016				2016, зимний режимный день 21.12.2016				2017, летний режимный день 31.06.2017				2017, зимний режимный день 20.12.2017				2018, летний режимный день 20.06.2018				2018, зимний режимный день 19.12.2018			
				Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %
	Подстанции - 110 кВ																										
1	ПС 110кВ Академическая	Т-1	25	2,12	2,4	9,42	13,31	2,83	3,1	12,56	14,36	0,98	1,1	4,44	14,36	1,87	2,0	8,00	13,60	2,15	2,5	10,12	13,60	2,24	2,5	9,80	14,96
		Т-2	25	0,77	0,9	3,44	13,31	0,40	0,5	1,80	14,36	1,35	1,5	6,12	14,36	1,32	1,4	5,60	13,60	0,00	0,0	0,00	13,60	1,19	1,3	5,16	14,96
2	ПС 110кВ Береговая	Т-1	10	0	0	0,00	4,51	0,02	0,0	0,30	5,00	0	0	0,00	5,00	0,00	0,0	0,00	5,00	0,00	0,0	0,00	5,00	0,44	0,5	5,10	5,10
		Т-2	10	0,30	0,4	3,50	4,51	0,43	0,5	4,70	5,00	0,28	0,3	2,90	5,00	0,43	0,5	5,00	5,00	0,25	0,3	2,91	5,00	0,00	0,0	0,00	5,10
3	ПС 110 кВ БСР	Т-1	2,5	0,20	0,3	10,40	-	0,28	0,3	12,80	-	0,25	0,3	10,88	-	0,25	0,3	12,00	-	0,21	0,3	10,80	-	0,19	0,3	10,00	-
4	ПС 110кВ Головная	Т-1	6,3	1,02	1,1	18,16	45,62	2,17	2,4	37,44	43,57	1,00	1,1	17,20	43,57	2,05	2,3	36,51	38,10	1,31	1,4	22,22	38,10	1,07	1,2	19,03	26,41
		Т-2	6,3	0,20	0,2	3,46	45,62	0,36	0,4	6,13	43,57	0,77	0,8	13,19	43,57	0,10	0,1	1,59	38,10	0,44	0,5	8,25	38,10	0,42	0,5	7,38	26,41
5	ПС 110кВ Гоначхир	Т-1	10	0,53	0,6	6,10	27,89	2,27	2,4	23,90	37,00	0,48	0,5	5,22	37,00	0,00	0,0	0,00	36,00	0,89	1,0	9,60	36,00			0,00	36,33
		Т-2	10	0,27	0,3	3,20	27,89	1,27	1,3	13,10	37,00	0,32	0,4	3,56	37,00	3,27	3,6	36,00	36,00	0,00	0,0	0,00	36,00	3,24	3,6	36,33	36,33
6	ПС 110кВ Горная	Т-1	6,3	0	0	0,00	24,71	0,14	0,2	2,54	28,48			0,00	28,48	1,45	1,6	25,40	25,40	0,00	0,0	0,00	25,40			0,00	25,56
		Т-2	6,3	0,50	0,6	9,21	24,71	1,54	1,6	25,94	28,48	0,57	0,6	9,73	28,48	0,00	0,0	0,00	25,40	0,56	0,6	9,68	25,40	1,42	1,6	25,56	25,56
7	ПС 110кВ Горный кадух	Т-1	2,5	0,27	0,3	12,40	-	1,04	1,2	46,00	-	0,35	0,4	15,52	-	0,95	1,1	44,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0,84	1,1	44,80	-
8	ПС 110кВ Заречная	Т-1	6,3	2,13	2,2	35,24	-	3,81	4,0	63,43	-	2,26	2,4	37,43	-	3,84	4,1	65,08	-	2,18	2,4	37,30	-	4,08	4,4	69,21	-
9	ПС 110кВ Зеленчук	Т-1	16	3,25	3,3	20,88	85,68	5,18	5,94	37,12	90,25	1,18	1,3	8,06	90,25	6,15	6,8	42,50	88,13	3,81	4,3	26,77	88,13	6,67	7,28	45,50	89,94
		Т-2	20	5,13	5,3	26,30	68,54	8,28	8,50	42,51	72,20	7,41	7,8	38,75	72,20	6,65	7,3	36,50	70,50	4,44	4,7	23,62	70,50	6,49	7,11	35,55	71,95
10	ПС 110 кВ Ильичевская	Т-1	6,3	0,79	0,8	13,44	-	1,54	1,7	26,52	-	0,93	1,0	16,21	-	1,35	1,5	23,81	-	0,77	0,9	14,60	-	1,26	1,4	22,40	-
11	ПС 110 кВ Кавказская	Т-1	6,3	0,99	1,1	16,67	21,13	0,97	1,07	16,98	22,17	0,00	0,0	0,00	22,17	1,10	1,3	20,63	20,63	0,00	0,0	0,00	20,63	0,00	0,0	0,00	21,92
		Т-2	6,3	0	0	0,00	21,13	0,28	0,33	5,19	22,17	0,87	1,0	15,69	22,17	0,00	0,0	0,00	20,63	0,91	1,0	15,87	20,63	1,22	1,4	21,92	21,92
12	ПС 110кВ Карачаевск	Т-1	16	4,17	4,7	29,56	41,06	6,82	7,3	45,77	45,77	4,27	4,6	28,51	45,77	6,22	6,8	42,50	42,50	4,58	4,8	29,74	42,50	5,89	6,6	41,44	41,44
		Т-2	63	0	0	0,00	10,43			0,00	11,62			0,00	11,62			0,00	10,79			0,00	10,79			0,00	10,52
13	ПС 110 кВ Карьер	Т-1	10	1,91	2,1	21,20	48,02	1,81	2,0	20,05	48,02	1,35	1,5	15,02	37,18	1,50	1,6	16,00	37,18	0,00	0,0	0,00	34,00			0,00	32,70
		Т-2	16	2,41	2,7	16,76	30,01	1,33	1,5	9,19	30,01	2,00	2,2	13,85	23,24	1,69	1,8	11,25	23,24	2,62	2,9	18,17	21,25	3,12	3,3	20,44	20,44
14	ПС 110кВ Кош-Хабль	Т-1	6,3	0,58	0,6	10,09	21,24	0,51	0,6	8,89	21,75	0,54	0,6	9,02	21,75	0,75	0,8	12,70	20,63	0,00	0,0	0,00	20,63	0,71	0,8	11,94	21,14
		Т-2	6,3	0,43	0,5	7,21	21,24	0,75	0,8	12,86	21,75	0,47	0,6	8,85	21,75	0,50	0,5	7,94	20,63	0,94	1,1	17,30	20,63	0,52	0,6	9,21	21,14
15	ПС 110кВ Кубанская	Т-1	16	1,25	1,3	8,31	43,23	2,18	2,8	17,64	49,29	0,73	0,8	5,18	49,29	3,12	3,6	22,50	41,88	1,23	1,4	8,94	41,88	2,55	3,1	19,49	41,68
		Т-2	10	1,19	1,3	12,90	69,16	4,45	5,1	50,64	78,87	1,73	1,9	19,41	78,87	2,66	3,1	31,00	67,00	1,11	1,3	13,20	67,00	3,04	3,6	35,50	66,69
16	ПС 110кВ Курджиново	Т-1	6,3	1,39	1,7	26,35	-	2,12	2,3	36,73	-	1,42	1,6	25,70	-	1,86	2,1	33,33	-	1,46	1,6	25,71	-	2,03	2,2	35,08	-
17	ПС 110кВ Майская	Т-1	6,3	0,58	0,6	10,27	11,08	0,11	0,12	1,94	11,63	0,11	0,1	2,00	11,63	0,28	0,3	4,76	11,11	0,06	0,1	1,59	11,11	0,18	0,2	3,41	11,35
		Т-2	6,3	0	0	0,00	11,08	0,53	0,61	9,70	11,63	0,34	0,4	6,57	11,63	0,34	0,4	6,35	11,11	0,38	0,4	6,67	11,11	0,44	0,5	7,94	11,35
18	ПС 110кВ Маруха	Т-1	2,5	0,55	0,6	23,60	-	1,15	1,2	49,20	-	0,56	0,6	24,47	-	0,98	1,1	44,00	-	0,55	0,6	24,48	-	0,77	1,1	43,80	-
19	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	10	0,10	0,1	1,20	9,84	0,11	0,1	1,30	11,30	0,07	0,1	0,77	11,30	0,09	0,1	1,00	11,00	0,78	0,9	8,90	11,00	0,38	0,4	4,20	11,10
		Т-2	10	0,72	0,8	7,86	9,84	0,91	1,0	10,00	11,30	0,80	0,9	8,80	11,30	0,90	1,0	10,00	11,00			0,00	11,00	0,59	0,7	6,90	11,10
20	ПС 110кВ Пшиш	Т-1	6,3	0,05	0,1	1,27	-	0,00	0,0	0,00	-	0,06	0,1	1,10	-	1,23	1,4	22,22	-	0,07	0,1	1,11	-	1,30	1,5	23,02	-
21	ПС 110кВ Преградная	Т-1	25	8,47	9,4	37,66	47,52	7,52	8,4	33,43	50,59			0,00	50,59			0,00	48,80	3,04	3,3	13,28	48,80	0,00	0,0	0,00	49,08
		Т-2	25	0		0,00	47,52	3,86	4,3	17,16	50,59	8,52	9,4	37,52	50,59	11,08	12,2	48,80	48,80	5,50	6,0	24,18	48,80	11,14	12,3	49,08	49,08
22	ПС 110кВ ПРП	Т-1	25	2,80	3,4	13,54	-	4,23	4,5	18,17	-	2,04	2,2	8,86	-	4,38	4,8	19,20	-	2,95	3,1	12,44	-	3,85	4,1	16,24	-
23	ПС 110кВ Садовая	Т-1	6,3	0		0,00	34,73	0,00	0,0	0,00	36,49	1,44	1,6	25,08	36,49			0,00	36,51	1,49	1,6	25,24	36,51	1,92	2,3	36,03	36,03
		Т-2	10	1,42	1,5	14,90	21,88	2,06	2,3	22,99	22,99			0,00	22,99	2,08	2,3	23,00	23,00	0,00	0,0	0,00	23,00			0,00	22,70
24	ПС 110кВ Салико	Т-1	2,5	0,03	0,03	1,28	-	0,04	0,0	1,76	-	0,03	0,0	1,36	-	0,03	0,00	0,00	-	0,03	0,0	1,41	-	0,04	0,1	2,00	-
25	ПС 110кВ Сары-Тюз	Т-1	10	1,23	1,3	13,00	-	1,98	2,2	22,49	-	1,22	1,4	13,80	-	2,00	2,2	22,00	-	1,22	1,4	13,70	-	1,92	2,2	22,20	-
26	ПС 110кВ Северная	Т-1	25	7,33	7,9	31,60	69,60	7,94	8,7	34,80	91,60	5,46	6,0	24,00	69,60	6,83	7,5	30,00	81,60	7,38	8,2	32,80	70,00	7,45	7,8	31,20	89,20
		Т-2	20	8,99	9,5	47,50	87,00	12,91	14,2	71,00	114,50	10,37	11,4	57,00	87,00	11,73	12,9	64,50	102,00	8,53	9,3	46,50	87,50	13,53	14,5	72,50	111,50
27	ПС 110кВ Старокувинская	Т-1	6,3	0,26	0,29	4,62	-	0,43	0,5	7,50	-	0,29	0,3	4,92	-	0,40	0,4	6,35	-	0,29	0,3	5,08	-	0,37	0,4	6,57	-
28	ПС 110кВ Сторожевая	Т-1	6,3	0,55	0,6	9,52	26,33	0,78	0,9	14,00	39,87	0,45	0,5	7,84	39,87	0,00	0,0	0,00	33,33	0,00	0,0	0,00	33,33	0,56	0,7	11,27	32,86
		Т-2	6,3	0,64	0,7	10,92	26,33	1,48	1,6	25,87	39,87	0,84	0,9	14,87	39,87	1,94	2,1	33,33	33,33	1,17	1,4	21,43	33,33	1,16	1,4	21,59	32,86
29	ПС 110кВ Теберда	Т-1	10	2,08	2,25	22,50	-	4,67	5,1	51,10	-	2,18	2,4	23,82	-	4,09	4,5	45,00	-	2,14	2,4	23,80	-	4,15	4,6	46,10	-
30	ПС 110кВ Ток Москвы	Т-1	16	0,28	0,3	1,98	36,40	4,09	4,6	28,81	51,25	2,92	3,2	19,82	51,25	3,52	3,9	24,38	40,00	1,34	1,6	10,03	40,00	2,64	3,0	18,68	63,66
		Т-2	10	2,42	2,7	26,91	58,24	3,13	3,6	35,90	82,00	2,05	2,3	22,56	82,00	2,29	2,5	25,00	64,00	1,85	2,1	21,03	64,00	6,42	7,2	71,97	101,86
31	ПС 110кВ Усть-Джегута	Т-1	20	2,15	2,4	11,84	59,54	7,74	7,9	39,70	86,35	2,04	2,2	11,20	86,35			0,00	66,50	0,00	0,0	0,00	66,50	0,00	0,0	0,00	60,75
		Т-2	20	6,61	7,3	36,36	59,54	8,94	9,3	46,65	86,35	7,17	7,7	38,45	86,35	11,85	13,3	66,50	66,50	7,83	9,2	45,95	66,50	10,67	12,2	60,75	60,75
32	ПС 110кВ Учкекен	Т-1	16	8,28	8,47	52,94	-	10,05	10,6	66,13	-	7,70	8,5	53,31	-	12,68	13,9	86,88	-	7,68	8,6	53,44	-	12,35	13,9	86,94	-
33	ПС 110кВ Хабез	Т-1	6,3	1,39	1,5	24,24	85,98	3,68	3,87	61,42	84,48			0,00	84,48	0,00	0,0	0,00	80,95	0,00	0,0	0,00	80,95	2,46	2,8	43,65	84,13
		Т-2	6,3	2,43	2,7	42,50	85,98	1,21	1,45	23,07	84,48	3,40	3,8	59,97	84,48	4,61	5,1	80,95	80,95	3,48	3,8	60,00	80,95	2,38	2,6	40,48	84,13
34	ПС 110кВ Химзавод	Т-1	25	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00
		Т-2	25	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00
35	ПС 110кВ Холодманд	Т-1	16	8,12	8,6	53,50	85,63	6,87	7,6	47,23	93,33	7,30	8,1	50,63	93,33	7,61	8,3	51,88	91,25	7,28	7,9	49,48	91,25	6,62	7,2	44,98	77,47
		Т-2	16	4,82	5,1	32,13	85,63	6,71	7,4	46,10	93,33	2,95	3,3	20,44	93,33	5,79	6,3	39,38	91,25	4,30	4,7	29,24	91,25	4,59	5,2	32,49	77,47
36	ПС 110кВ Цементная	Т-1	40	15,32	16,8	42,10	87,33	3,16	3,5	8,72	87,33	15,93	17,3	43,32	67,52	9,23	10,1	25,25	67,52	10,97	12,0	30,11	78,61	6,75	7,4	18,53	46,32
		Т-2	40	16,46	18,1	45,23	87,33	10,05	10,8	26,98	87,33	8,94	9,7	24,20	67,52	6,79	7,5	18,75	67,52	17,73	19,4	48,50	78,61	10,13	11,1	27,79	46,32
37	ПС 110кВ Чапалы	Т-1	16	0,16	0,2	1,10	5,69	0,65	0,71	4,44	6,25	0,24	0,3	1,66	6,25	0,32	0,4	2,50	6,25	0,07	0,1	0,63	6,25	0,57	0,64	3,97	6,73
		Т-2	16	0,13	0,1	0,88	5,69	0,21	0,29	1,81	6,25	0,19	0,2	1,33	6,25	0,52	0,6	3,75	6,25	0,40	0,4	2,69	6,25	0,40	0,44	2,76	6,73
38	ПС 110кВ Эркен-Шахар	Т-1	10	4,89	5,2	51,60	92,05	4,87	5,1	51,21	93,91	2,69	3,0	30,17	93,91	4,98	5,50	55,00	95,00	3,58	3,9	39,40	95,00	4,81	5,2	52,25	95,35
		Т-2	16	2,41	2,5	15,88	57,53	3,98	4,3	26,69	58,69	3,73	4,1	25,60	58,69	3,60	4,00	25,00	59,38	2,87	3,2	19,74	59,38	3,98	4,3	26,94	59,59
40	ПС 110кВ Южная	Т-1	16(40)	7,15	7,3	45,63	81,25	12,17	13,49	84,31	143,56	6,52	7,4	46,25	75,00	7,55	8,6	53,75	111,25	0,00	0,0	0,00	79,38	2,27	2,5	6,25	52,75
		Т-2	40	5,58	5,7	14,25	32,5	8,56	9,48	23,70	57,43	4,01	4,6	11,50	30,00	8,10	9,2	23,00	44,50	12,01	12,7	31,75	31,75	17,18	18,6	46,50	52,75
41	ПС 110кВ Лунная Поляна	Т-1	40	-	-	-	-	2,63	2,9	7,25	13,50	0,44	0,5	1,25	1,75	0,09	0,1	0,25	4,75	0,00	0,0	0,00	1,75	0,00	0,0	0,00	10,00
		Т-2	40	-	-	-	-	2,22	2,5	6,25	13,50	0,16	0,2	0,50	1,75	1,60	1,8	4,50	4,75	0,63	0,7	1,75	1,75	3,61	4,0	10,00	10,00
	Итого 110 кВ:		945	156,20	168,56	17,8		204,4	222,9	23,6		144,7	158,74	16,8		188,6	208,50	22,1		147,5	162,38	17,2		196,21	216,94	23,0	

№ п/п	Подстанции	Диспетч. обознач. тр-ров	Sном, МВА	2016. летний режимный день 15.06.2016				2016. зимний режимный день 21.12.2016				2017. летний режимный день 21.06.2017				2017. зимний режимный день 20.12.2017				2018. летний режимный день 20.06.2018				2018. зимний режимный день 19.12.2018			
				Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %	Максимальная нагрузка, МВт	Максимальная нагрузка, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Значение нагрузки в аварийном режиме, %
Подстанции - 35 кВ																											
1	ПС 35 кВ Архыз	Т-31	2,5(4)	0,75	0,82	32,80	32,80	2,92	3,2	128,00	128,00	0,84	0,9	36,00	36,00	2,57	2,8	112,00	112,00	0,89	0,9	36,00	36,00	1,91	2,1	52,50	72,50
		Т-32	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,69	0,8	20,00	72,50
2	ПС 35 кВ Бесленей	Т-31	2,5	0,32	0,4	14,68	43,96	0,26	0,3	11,74	41,08	0	0	0,00	41,08	0	0	0,00	36,00	0	0	0,00	36,00	0,79	0,9	36,33	36,33
		Т-32	2,5	0,56	0,6	25,68	43,96	0,64	0,7	29,34	41,08	0,48	0,5	21,80	41,08	0,79	0,9	36,00	36,00	0,47	0,6	22,00	36,00	0	0	0,00	36,33
3	ПС 35 кВ Биче-сын	Т-31	1,6	0,02	0,02	1,13	-	0,00	0,0	0,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0	0	0,00	-
4	ПС 35 кВ Буково	Т-31	2,5	0,46	0,51	20,52	"	0,91	1,0	40,34	"	0,50	0,6	22,32	"	0,81	0,9	36,00	"	0,51	0,6	23,20	"	0,84	0,9	36,40	"
5	ПС 35 кВ Нкон-Халк	Т-31	2,5	0,90	0,95	38,00	"	0,87	1,0	39,96	"	0,70	0,8	32,08	"	0,86	1,0	40,00	"	0,71	0,8	33,60	"	0,86	1,0	39,60	"
6	ПС 35 кВ Исправная	Т-31	4	0,56	0,62	15,45	"	0,98	1,1	27,25	"	0,64	0,7	17,83	"	0,87	1,0	25,00	"	0,59	0,7	17,25	"	0,96	1,1	26,75	"
7	ПС 35 кВ Кардоник	Т-31	6,3	1,07	1,12	17,76	"	2,12	2,4	37,48	"	0,00	0,0	0,00	"	1,96	2,2	34,92	"	1,08	1,2	19,37	"	2,06	2,2	34,44	"
8	ПС 35 кВ Кичи-Балык	Т-31	2,5	0	0	0,00	5,08	0,13	0,1	5,81	5,81	0,07	0,1	3,60	5,81	0,13	0,2	8,00	8,00	0,09	0,1	4,00	8,00	0	0	0,00	7,27
		Т-32	2,5	0,07	0,1	3,20	5,08	0,00	0,0	0,00	5,81	0	0	0,00	5,81	0	0	0,00	8,00	0,00	0,0	0,00	8,00	0,15	0,2	7,27	7,27
9	ПС 35 кВ Контавод	Т-31	4	0,95	1,11	27,78	-	1,24	1,4	36,10	-	1,02	1,2	29,80	-	1,20	1,4	35,00	-	0,91	1,1	27,50	-	1,14	1,3	33,29	-
10	ПС 35 кВ Кр.Восток	Т-31	4	0,43	0,5	11,35	24,08	0,00	0,0	0,00	25,43	0,39	0,4	10,25	25,43	0,92	1,0	25,00	25,00	0	0	0,00	25,00	0,83	0,9	23,61	23,61
		Т-32	4	0	0	0,00	24,08	0,94	1,0	25,43	25,43	0	0	0,00	25,43	0	0	0,00	25,00	0,38	0,4	11,05	25,00	0	0	0,00	23,61
11	ПС 35 кВ Кубан-Халк	Т-31	4	1,17	1,3	33,15	37,70	1,63	1,8	45,87	45,87	0	0	0,00	45,87	1,53	1,7	42,50	42,50	1,28	1,5	37,00	42,50	1,45	1,6	40,87	40,87
		Т-32	4	0	0	0,00	37,70	0,00	0,0	0,00	45,87	1,30	1,5	36,58	45,87	0	0	0,00	42,50	0	0	0,00	42,50	0	0	0,00	40,87
12	ПС 35 кВ Николаевская	Т-31	2,5	0,81	0,9	35,76	35,76	0,75	0,8	33,28	46,60	0,94	1,0	41,48	46,60	1,02	1,1	44,00	44,00	0,72	0,9	35,20	44,00	0,94	1,1	42,99	42,99
		Т-32	2,5	0	0	0,00	35,76	0,30	0,3	13,32	46,60	0	0	0,00	46,60	0	00	0,00	44,00	0	0	0,00	44,00	0	0	0,00	42,99
13	ПС 35 кВ Нов.Джегута	Т-31	2,5	0,75	0,8	33,32	50,07	0,92	1,0	40,72	55,64	0,86	0,9	36,80	55,64	0	0	0,00	56,00	0,79	0,9	35,56	56,00	1,40	1,5	60,92	60,92
		Т-32	2,5	0	0	0,00	50,07	0,34	0,4	14,92	55,64	0	0	0,00	55,64	1,23	1,4	56,00	56,00	0	0	0,00	56,00	0	0	0,00	60,92
14	ПС 35 кВ Первомайская	Т-31	4	0	0	0,00	53,75	1,86	2,1	52,33	52,33	1,19	1,4	33,78	52,33	1,62	1,8	45,00	45,00	1,15	1,3	32,75	45,00	0	0	0,00	45,20
		Т-32	4	1,17	1,3	32,83	53,75	0,00	0,0	0,00	52,33	0	0	0,00	52,33	0,00	0,0	0,00	45,00	0,00	0,0	0,00	45,00	1,59	1,8	45,20	45,20
15	ПС 35 кВ Полевая	Т-31	2,5	0,20	0,23	9,24	-	0,21	0,2	9,20	-	0,18	0,2	8,20	-	0,19	0,2	8,00	-	0,14	0,2	8,00	-	0,16	0,2	7,27	-
16	ПС 35 кВ Полына	Т-32	2,5	0	0	0,00	-	0,12	0,1	5,76	-	0	0	0,00	-	0,10	0,1	4,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0,08	0,1	3,72	-
17	ПС 35 кВ Псаучье-Дахе	Т-31	4	0,14	0,2	4,08	22,70	0,30	0,3	8,63	24,52	0,43	0,5	12,25	24,52	0,82	0,9	22,50	22,50	0,49	0,5	13,25	22,50	0	0	0,00	22,71
		Т-32	4	0,26	0,3	7,28	22,70	0,56	0,6	15,89	24,52			0,00	24,52			0,00	22,50			0,00	22,50	0,80	0,9	22,71	22,71
18	ПС 35 кВ Ратап	Т-31	4	0,71	0,77	19,35	-	1,23	1,3	33,74	-	0,75	0,8	20,50	-	1,15	1,3	32,50	-	0,67	0,8	19,75	-	1,09	1,2	30,50	-
19	ПС 35 кВ Терезе	Т-31	2,5	0	0	0,00	88,24	0,00	0,0	0,00	94,40	1,43	1,7	67,00	94,40	0,00	0,0	0,00	96,00	1,28	1,6	63,20	96,00			0,00	90,00
		Т-32	2,5	1,39	1,6	65,40	88,24	2,01	2,4	94,40	94,40	0	0	0,00	94,40	2,01	2,4	96,00	96,00	0,00	0,0	0,00	96,00	1,90	2,3	90,00	90,00
20	ПС 35 кВ Учкулан	Т-31	2,5	0,64	0,73	29,36	-	1,41	1,6	65,00	-	0,65	0,7	29,80	-	1,19	1,4	56,00	-	0,59	0,7	27,60	-	1,27	1,5	58,13	-
21	ПС 35 кВ Худес	Т-31	2,5	0	0	0,00	-	0	0	0,00	-	0	0	0,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0,00	0,0	0,00	-	0	0	0,00	-
22	ПС 35 кВ Электролит	Т-31	4	0,13	0,15	3,68	"	0,30	0,3	8,25	"	1,14	1,2	31,18	"	0,24	0,3	7,50	"	0,14	0,2	4,25	"	0,21	0,3	6,68	"
23	ПС 35 кВ Эльтаркач	Т-31	2,5	0,17	0,19	7,60	"	0,48	0,5	21,31	"	0,17	0,2	7,60	"	0,42	0,5	20,00	"	0,17	0,2	7,48	"	0,36	0,4	17,20	"
24	ПС 35 кВ Эрсакон	Т-31	6,3	0,44	0,5	7,84	14,71	0,38	0,4	6,72	15,13	0,45	0,5	8,00	15,13	0,65	0,7	11,11	15,87	0,46	0,5	8,25	15,87	0,48	0,5	8,57	15,71
		Т-32	4	0,16	0,2	4,50	23,16	0,47	0,5	13,23	23,82	0,29	0,3	8,08	23,82	0,29	0,3	7,50	25,00	0,23	0,3	7,00	25,00	0,40	0,4	11,25	24,74
25	ПС 35 кВ Эшкакон	Т-31	1,6	0	0	0,00	9,81	0,00	0,0	0,00	13,56	0,08	0,1	5,63	13,56	0,16	0,2	12,50	12,50	0,08	0,1	5,81	12,50	0,19	0,2	13,31	13,31
		Т-32	1,6	0,10	0,1	6,81	9,81	0,18	0,2	13,56	13,56	0	0	0,00	13,56	0,00	0,0	0,00	12,50			0,00	12,50	0	0	0,00	13,31
26	ПС 35 кВ Романтик	Т-31	16	0,016	0,0	0,11	3,49	0,03	0,0	0,22	6,97	0,3114	0,3	2,16	6,97	0	0,0	0,00	10,63	0,58	0,6	4,00	10,63	0	0,0	0,00	22,25
		Т-32	16	0,489	0,5	3,38	3,49	0,98	1,1	6,75	6,97	0,124	0,1	0,87	6,97	1,56	1,7	10,63	10,63	0	0,0	0,00	10,63	3,113	3,6	22,25	22,25
	Итого 35 кВ:		**151,9**	**14,81**	**16,56**	**10,9**		**25,46**	**28,62**	**18,8**		**14,91**	**16,77**	**,0**		**24,29**	**27,40**	**18,0**		**14,40**	**16,70**	**11,0**		**25,68**	**28,97**	**19,1**	

Взам.инв. №

Подпись и дата

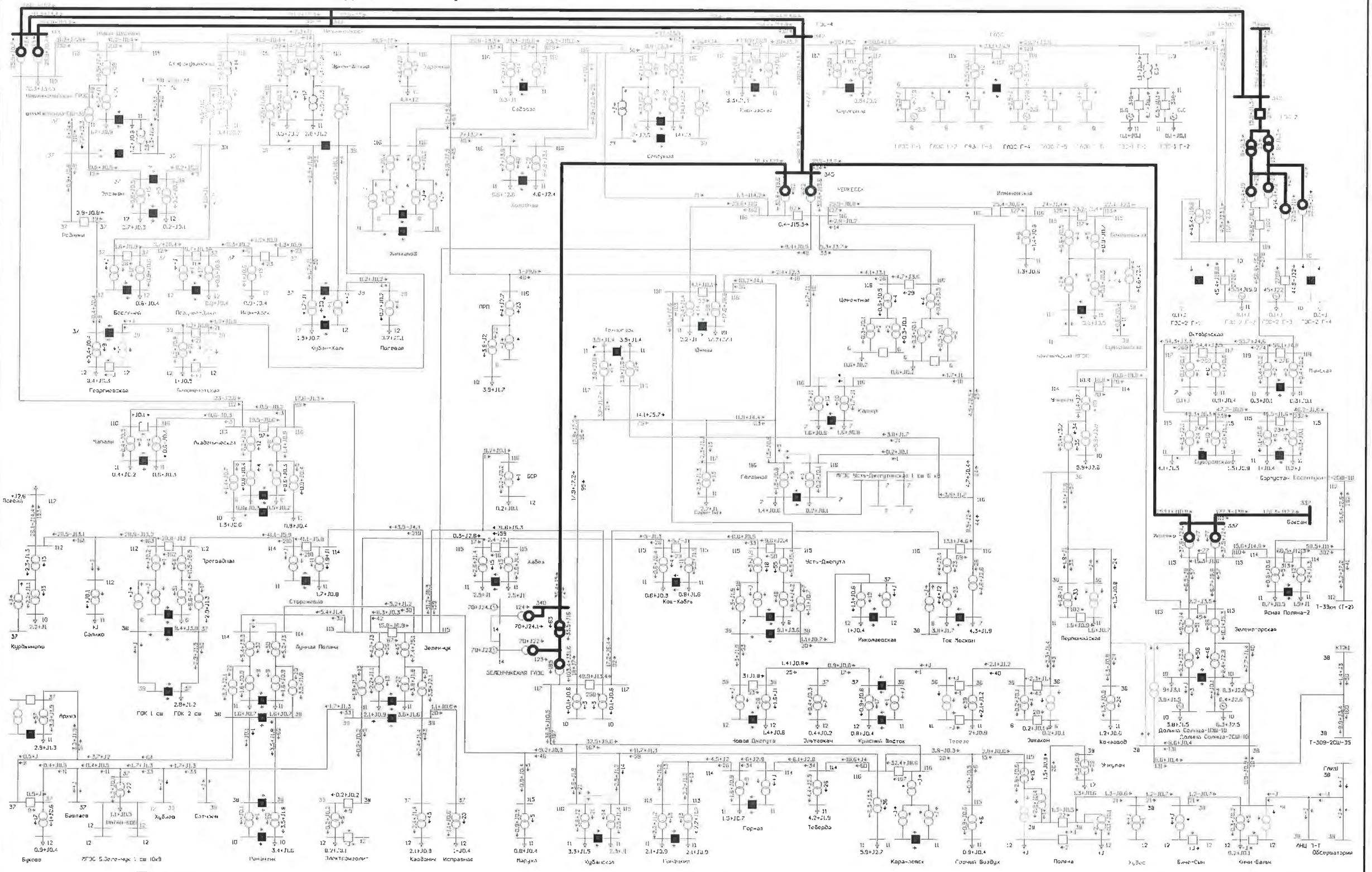
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

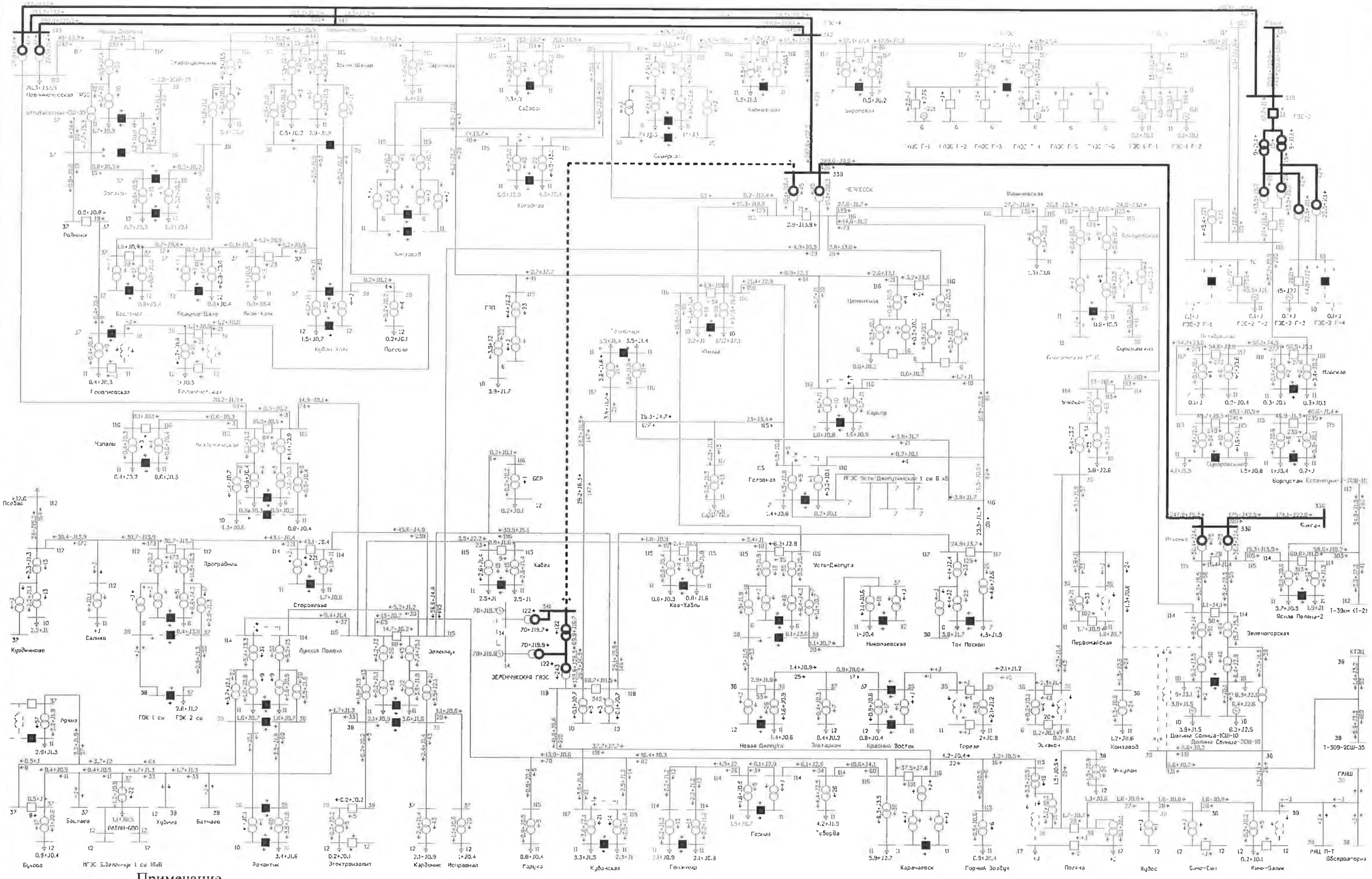
Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист 133

Приложение Д-1.1 - Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2020 г. Нормальная схема.


ЧЕРКЕССК
Ильичевский
Октябрьская
Мичская
Барсуты- Есентуки
Бокован
Ясная Поляна-2
Зеленчукская
Ясная Поляна
Зелен-чук
Усть-Джегута
Николаевская
Ток Москан
Кош-Хабль
Хабез
Трехгорная
Сторожевая
Курджиново
Сальково
Архыз
ГОК 1 сш
ГОК 2 сш
Новая Джегута
Элтаркан
Красный Восток
Тебердинская
Эркакон
Кавказ
Учкулан
Полома
Хубиево
Бачи-Сын
Кичи-Балык
Обсерватория
Горная
Теберда
Карачаевск
Горный Воздух
Мара-Аягы
Хубинская
Гоначхир
Кавказник
Исправная
Электроизолит
Романтик
Букова
Баталюк
Хубиев
Бавлаев
Чапаев
Кавказская
Георгиевская
Бекешевская
Кубан-Халь
Погорелая
Ясная
Ессентуки
Курсавка
Прикумская
Ростовская
Ставропольская
Невинномысская ГРЭС
Эпизавод
Ресзавод
Беспалый
Подгорно-Дахо
Исти-Хаджи
Холодная
Зеленчукская ГЭС
Ирганайская ГЭС
Ирганай
Ирганайская
Ирганай-Дахо
Ирганай-Дахо 1 сш
Ирганай-Дахо 2 сш
Ирганай-Дахо 3 сш
Ирганай-Дахо 4 сш
Ирганай-Дахо 5 сш
Ирганай-Дахо 6 сш
Ирганай-Дахо 7 сш
Ирганай-Дахо 8 сш
Ирганай-Дахо 9 сш
Ирганай-Дахо 10 сш
Ирганай-Дахо 11 сш
Ирганай-Дахо 12 сш
Ирганай-Дахо 13 сш
Ирганай-Дахо

Приложение Д-1.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



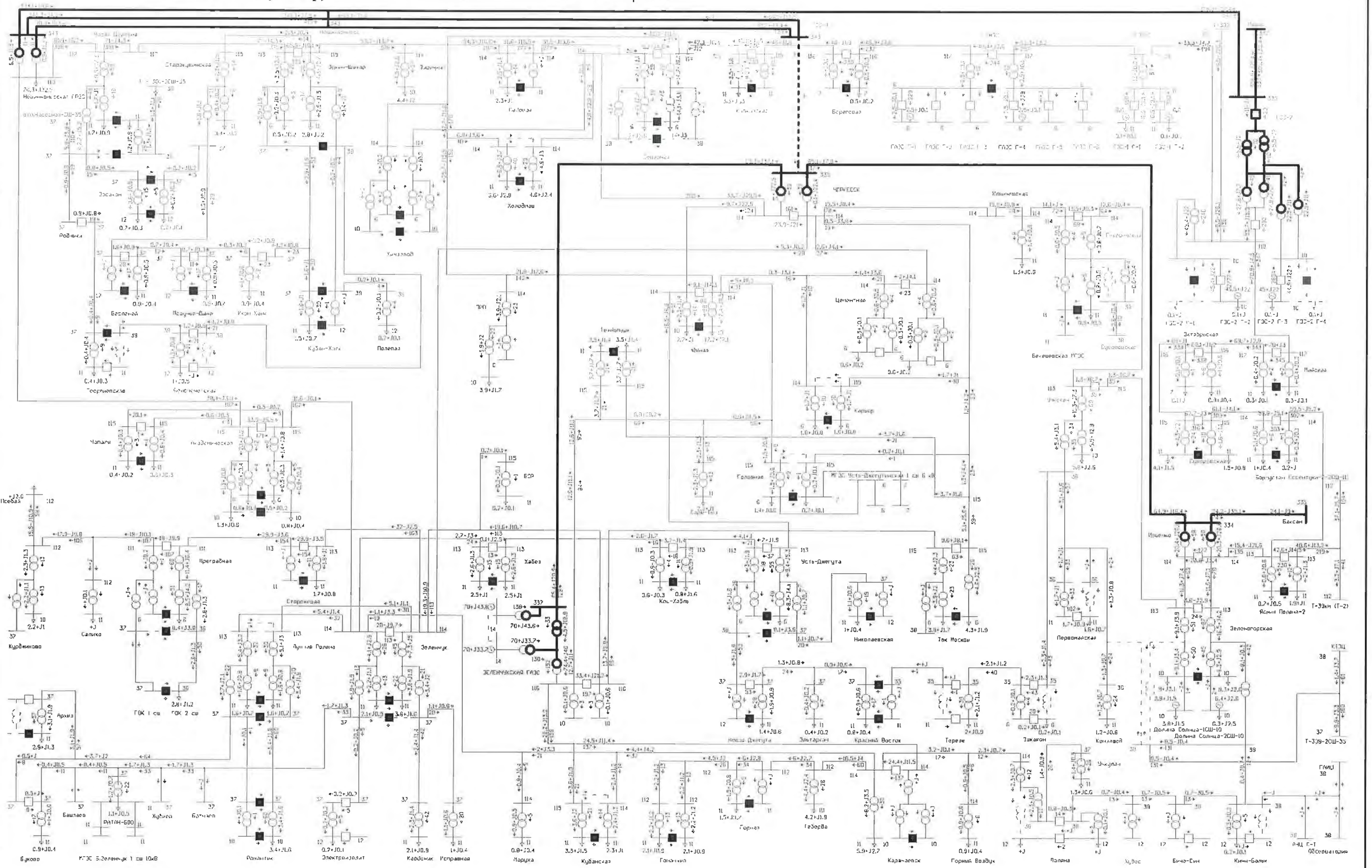
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 135

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-1.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск



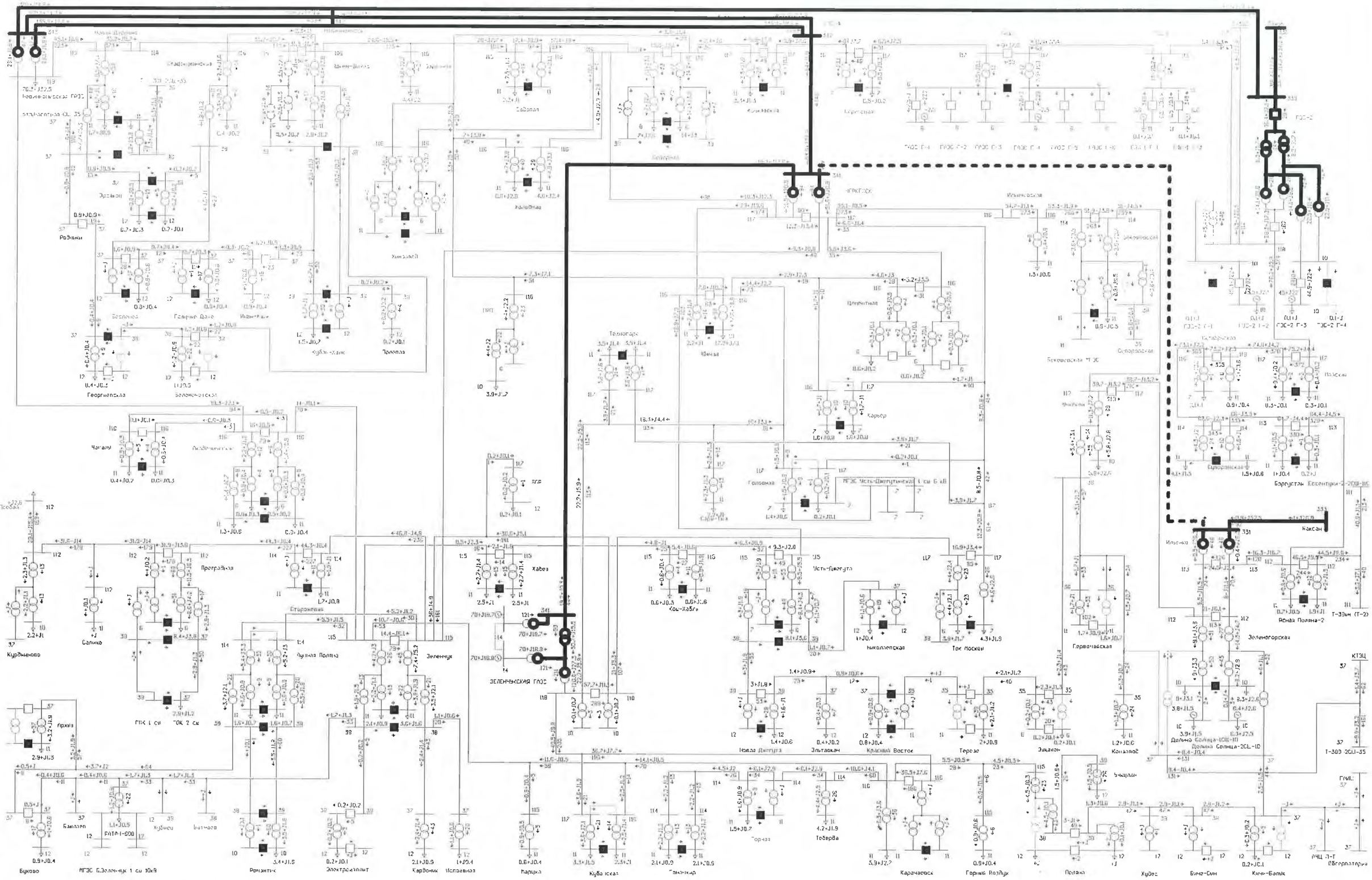
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 136

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-1.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко.



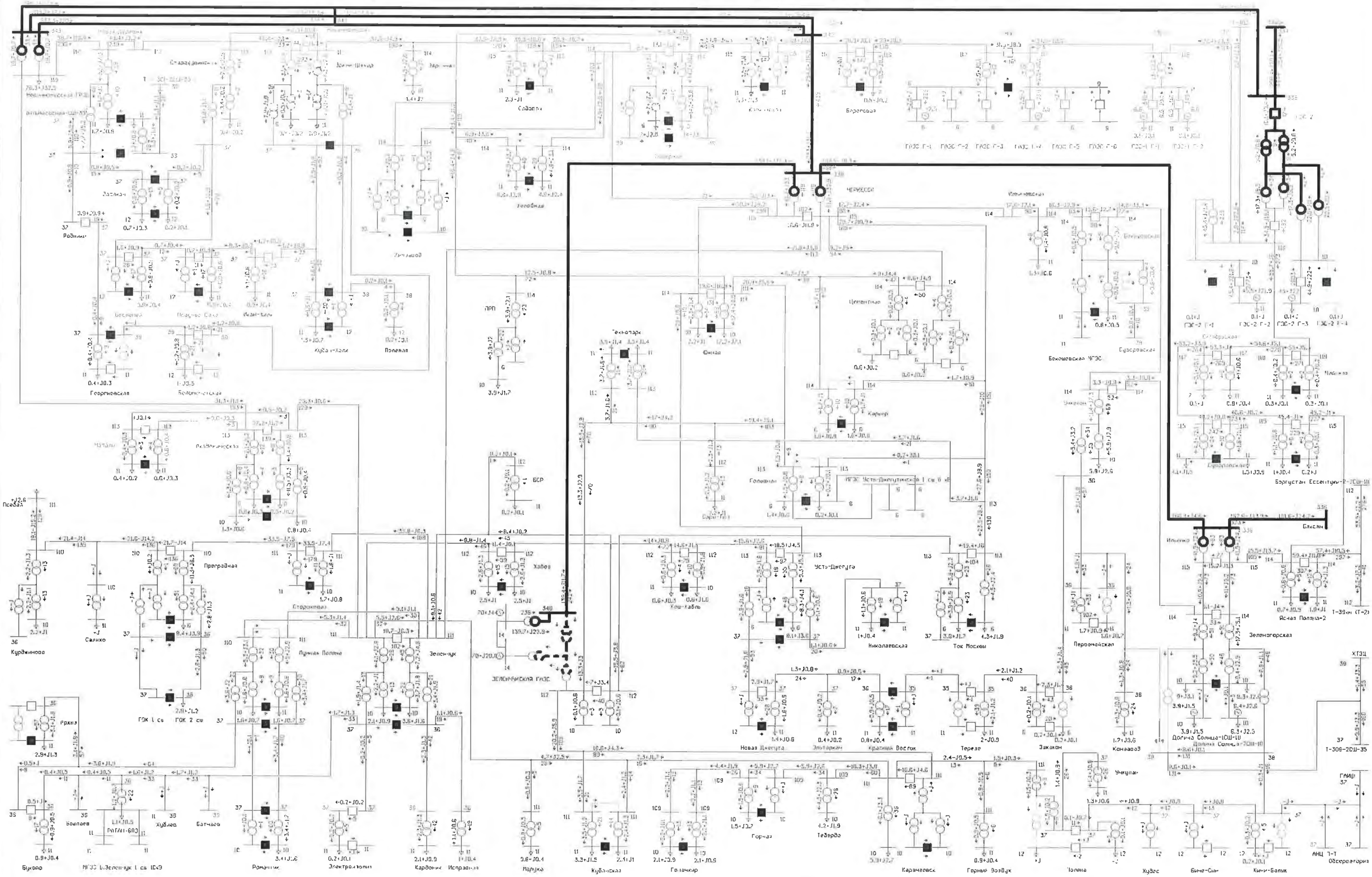
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 137

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-1.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2020 г. Отключен АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3



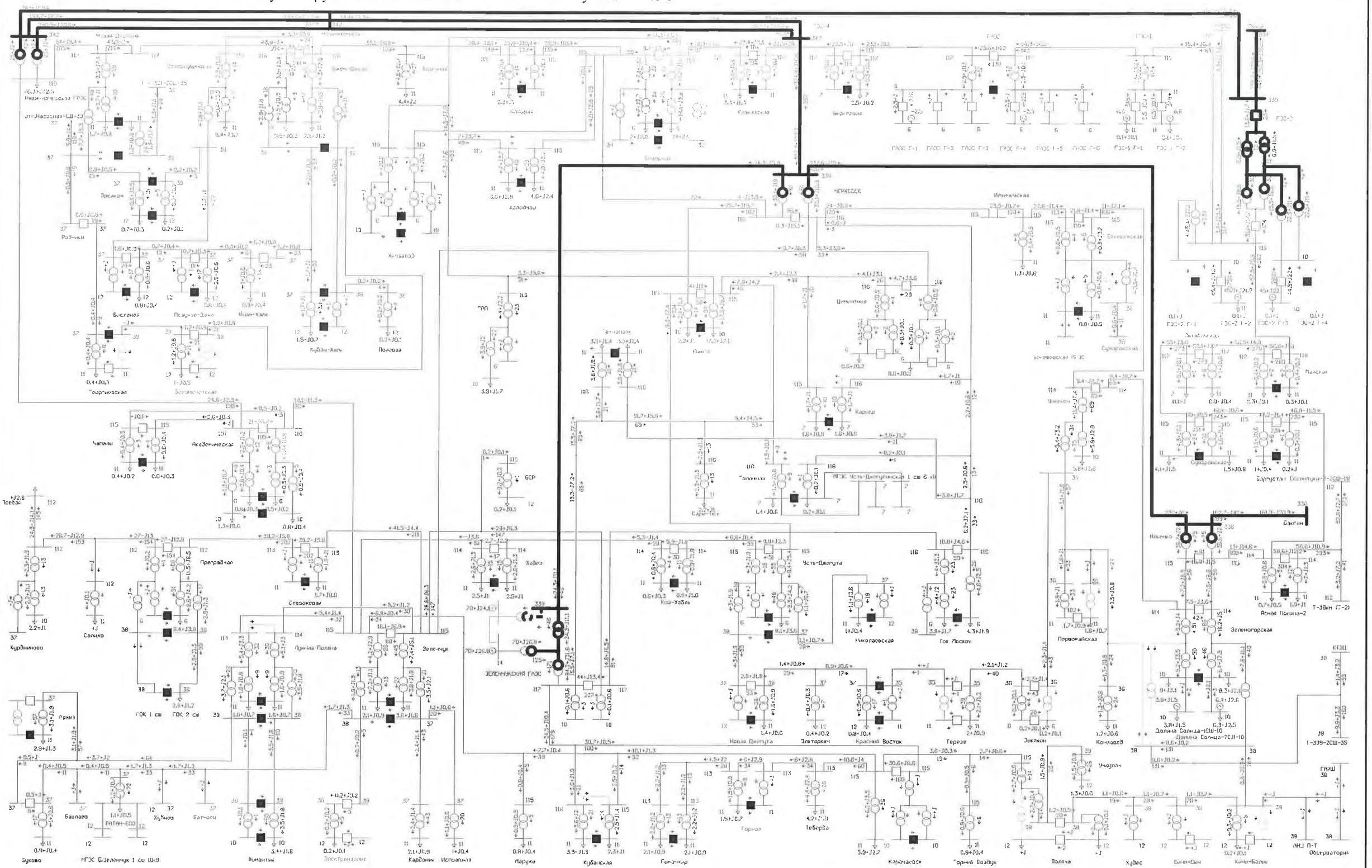
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

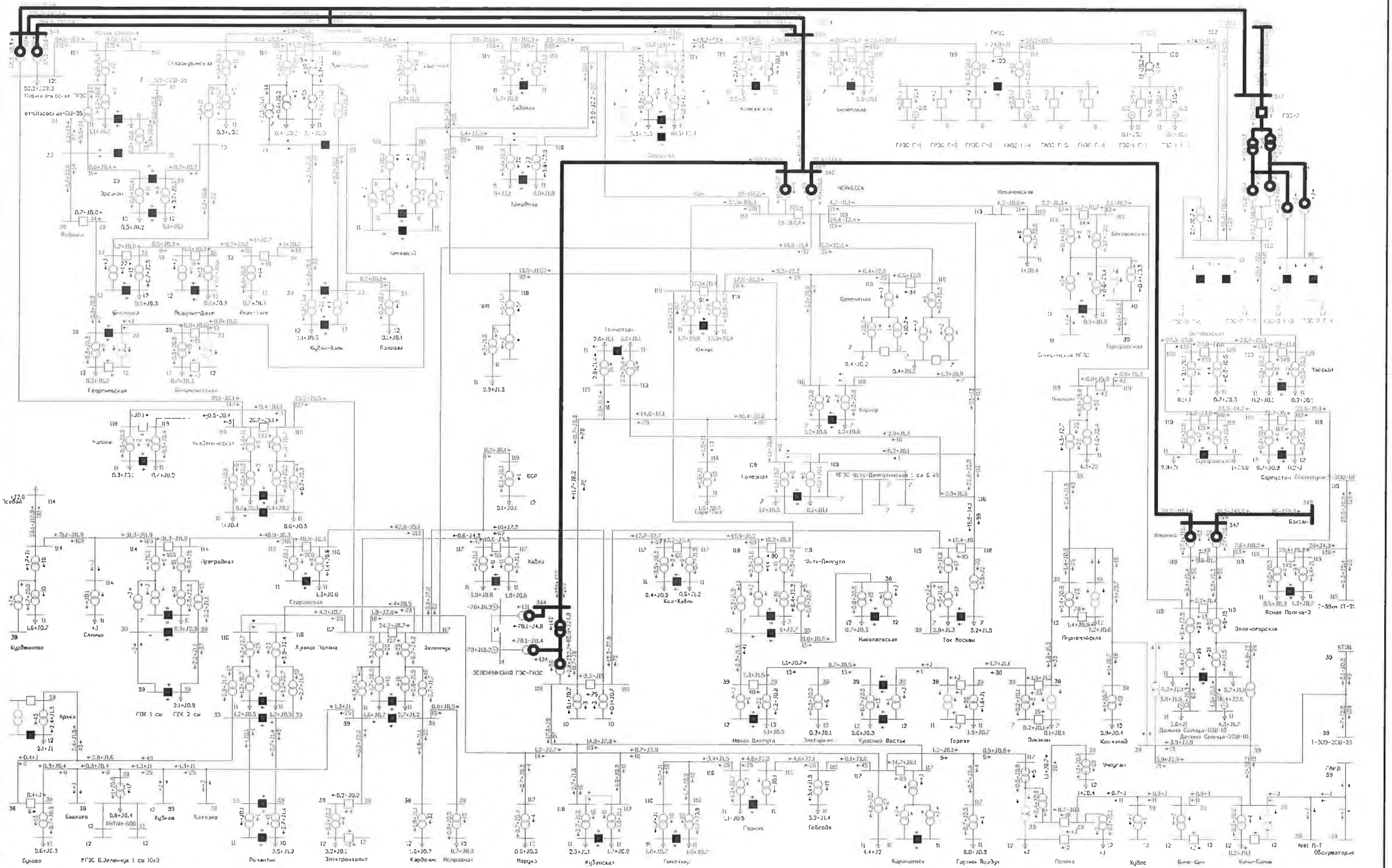
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 138

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-1.6. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2020 г. Отключен АТ-3 на Зеленчукской ГАЭС


Зеленчукская ГАЭС
Черкесск
Усть-Джегута
Ставрополь
Невинномысская ГРЭС
Прикумская
Буденновск
Курсавка
Армавир
Кавказская
Тихорецкая
Краснодар
Сочи
Адлер
Лазаревская
Туапсе
Майкоп
Горячий Ключ
Ейск
Тимашевск
Кропоткин
Ростов
Волгодонская АЭС
Волгодонская
Сальск
Элиста
Ставропольская ГРЭС
Невинномысская
Ессентуки
Минеральные Воды
Пятигорск
Кисловодск
Баксан
Прохладная
Нальчик
Майский
Моздок
Беслан
Владикавказ
Ардон
Алагир
Эльбрус
Тырныауз
Баксанская
Чегет
Приэльбрусье
Ингушская
Сунжа
Гудермес
Грозный
Аргун
Ачхой-Мартан
Гикало
Ханкала
Ведено
Шатой
Итум-Кале
Ножай-Юрт
Гудермесская
Аргунская
Ачхой-Мартановская
Шалинская
Гикальская
Ханкальская
Веденская
Шатойская
Итум-Калинская
Ножай-Юртовская
Чечня
Дагестан
Махачкала
Каспийск
Избербаш
Дербент
Кизляр
Хасавюрт
Буйнакск
Кизилюрт
Каспийская
Избербашская
Дербентская
Кизлярская
Хасавюртовская
Буйнакская
Кизилюртовская
Ставропольская
Ипатовская
Светлоград
Благодарный
Изобильная
Новоалександровская
Минводы
Георгиевская
Лермонтовская
Железноводская
Курская
Буденновская
Прикумская
Кочубеевская
Труновская
Степная
Грачевская
Шпаковская
Ставропольская
Невинномысская
Черкесская
Усть-Джегутинская
Карачаевская
Зеленчукская
Преградная
Курджиново
Сары-Кум
Ставропольская
Кумская
Арпа
Зеленчук
Приэльбрусье
Баксанская
Прохладная
Ново-Кумская
Ново-Кумская ГЭС
Ново-Кумская ГЭС 2 сш
Ново-Кумская ГЭС 1 сш
Ново-Кумская 1 сш 10кВ
Ново-Кумская ГЭС 10кВ
Ново-Кумская ГЭС 2 сш 10кВ
Ново-Кумская ГЭС 1 сш

Приложение Д-2.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Нормальная схема.



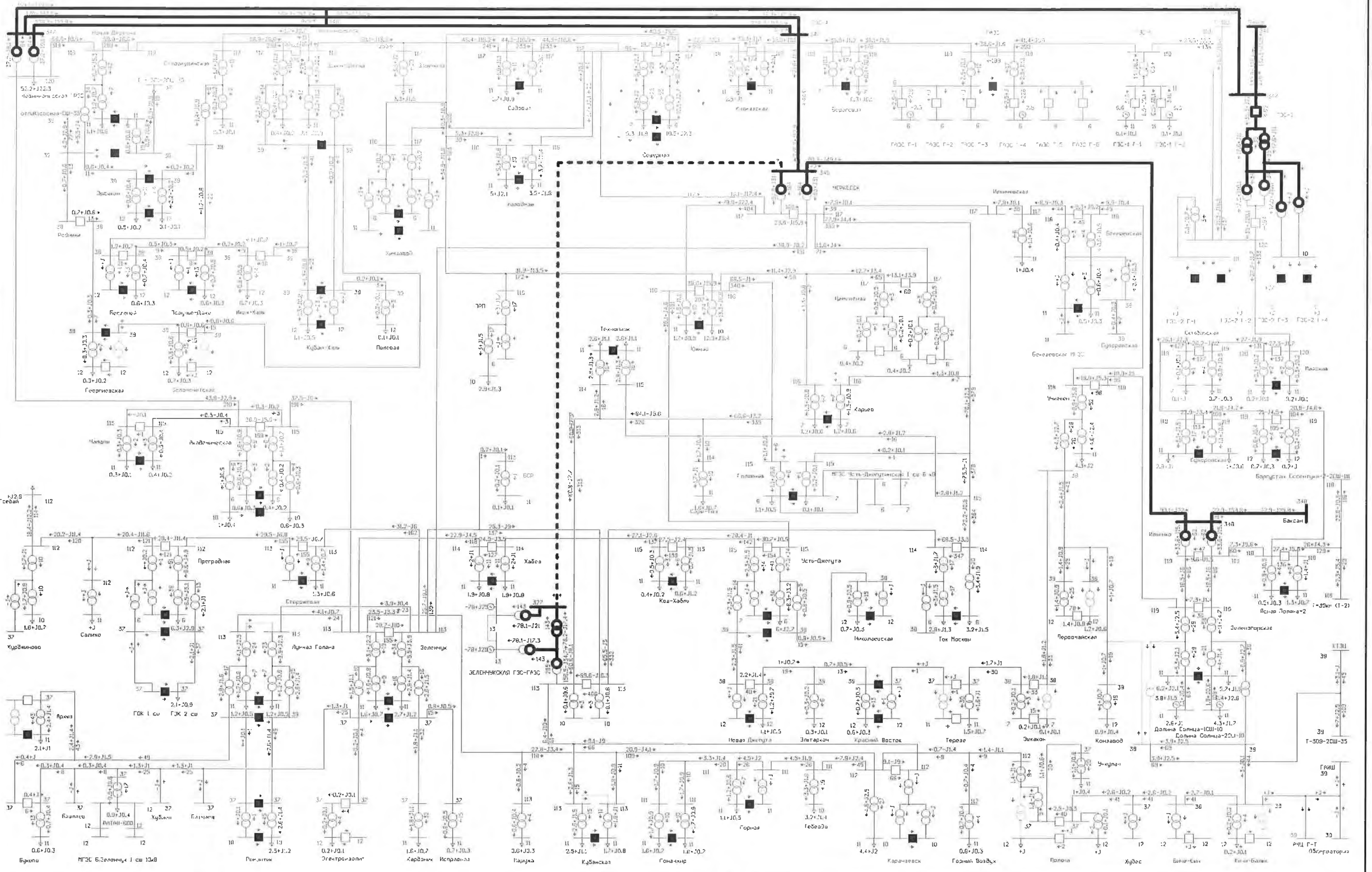
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

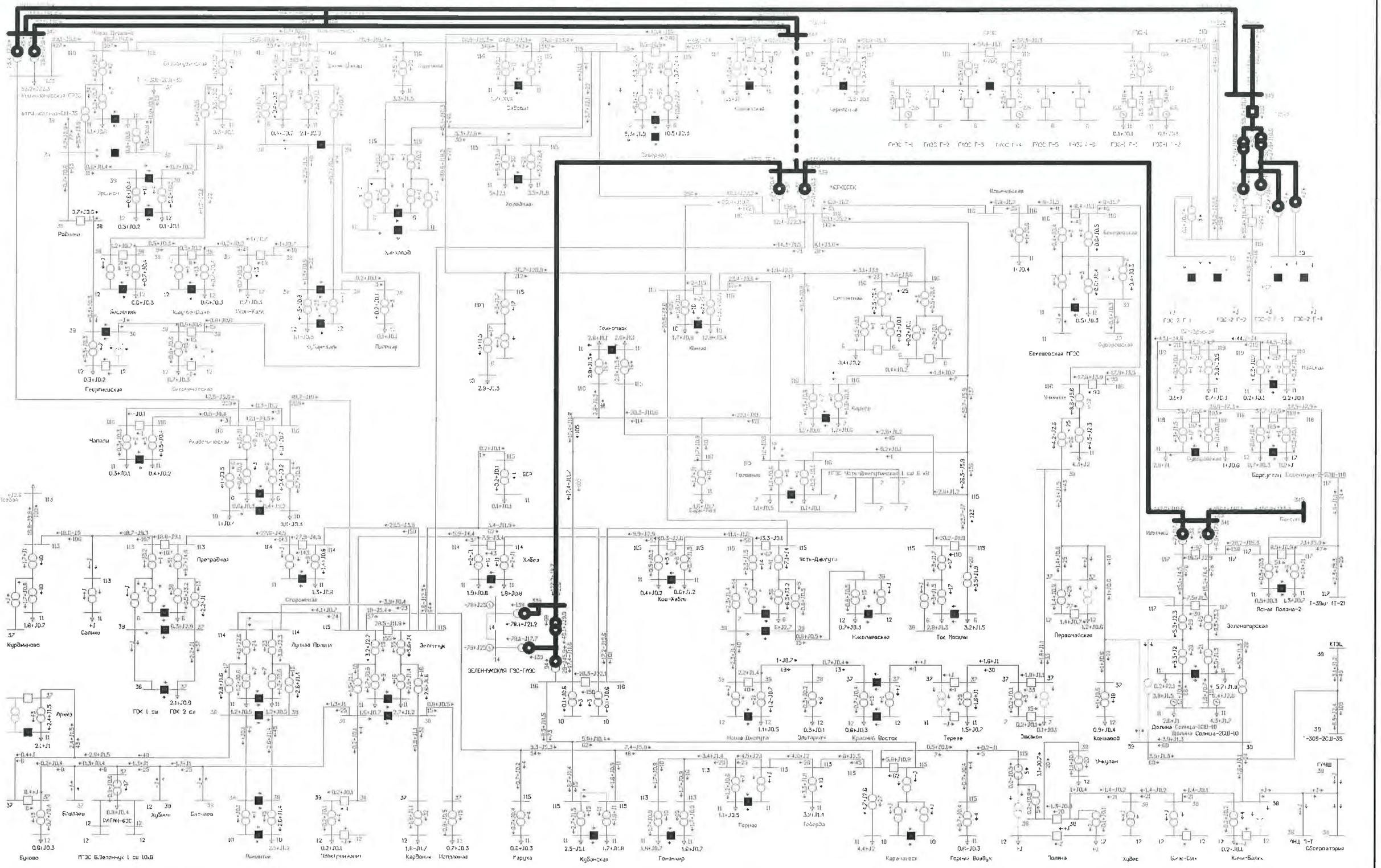
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 140

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-2.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



Приложение Д-2.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС -4 – Черкесск.



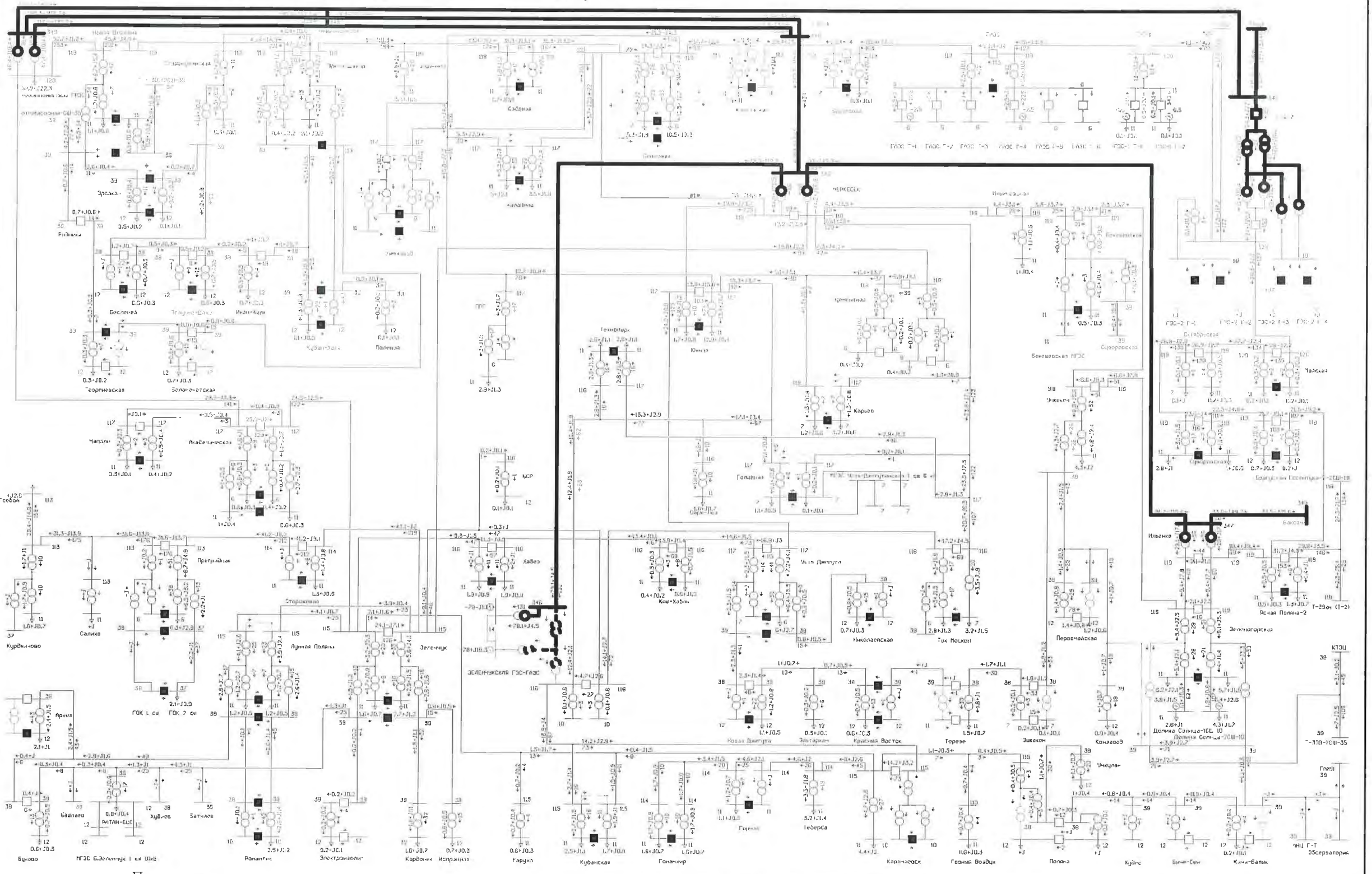
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 142

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-2.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Отключен АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС



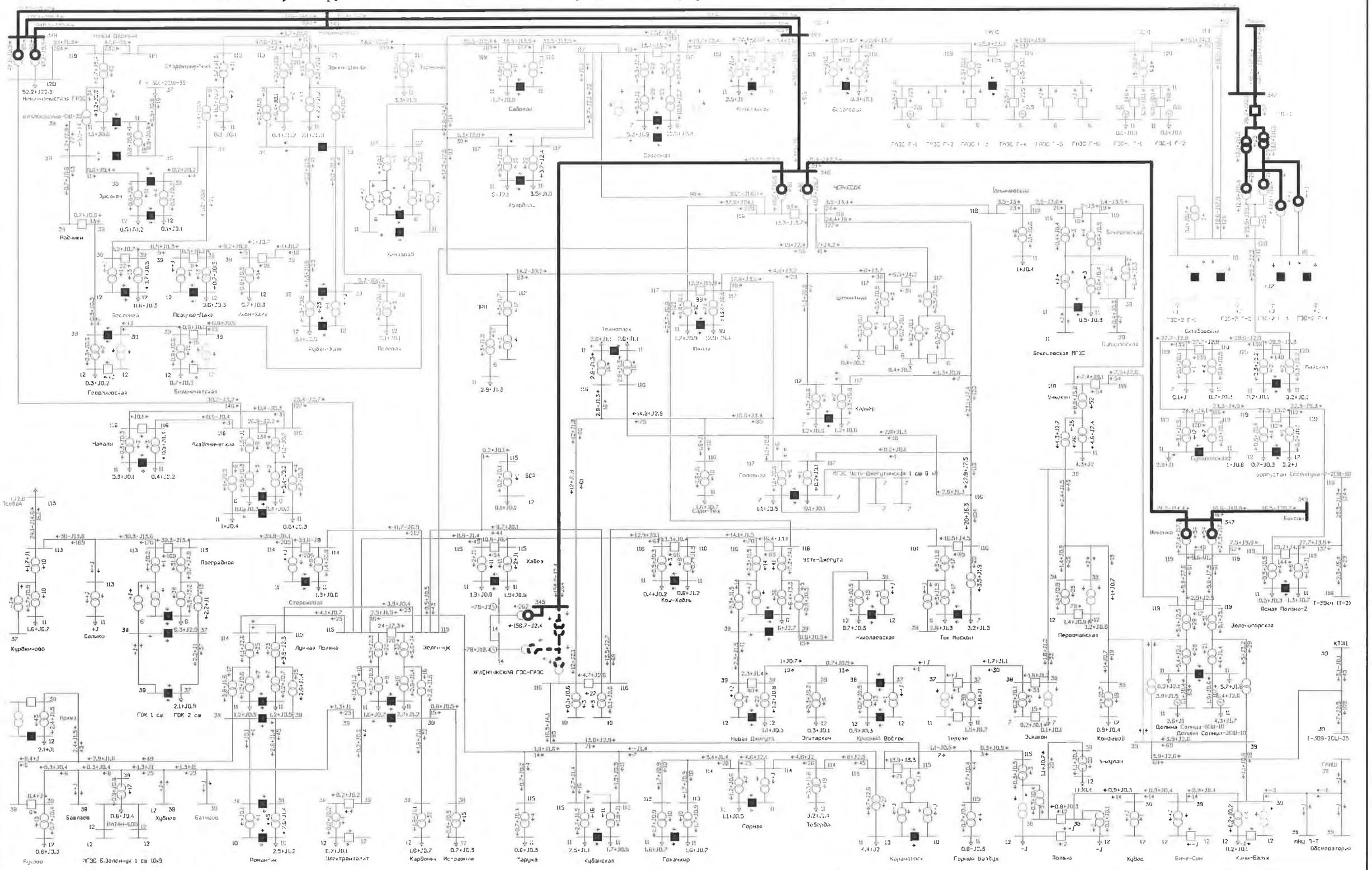
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

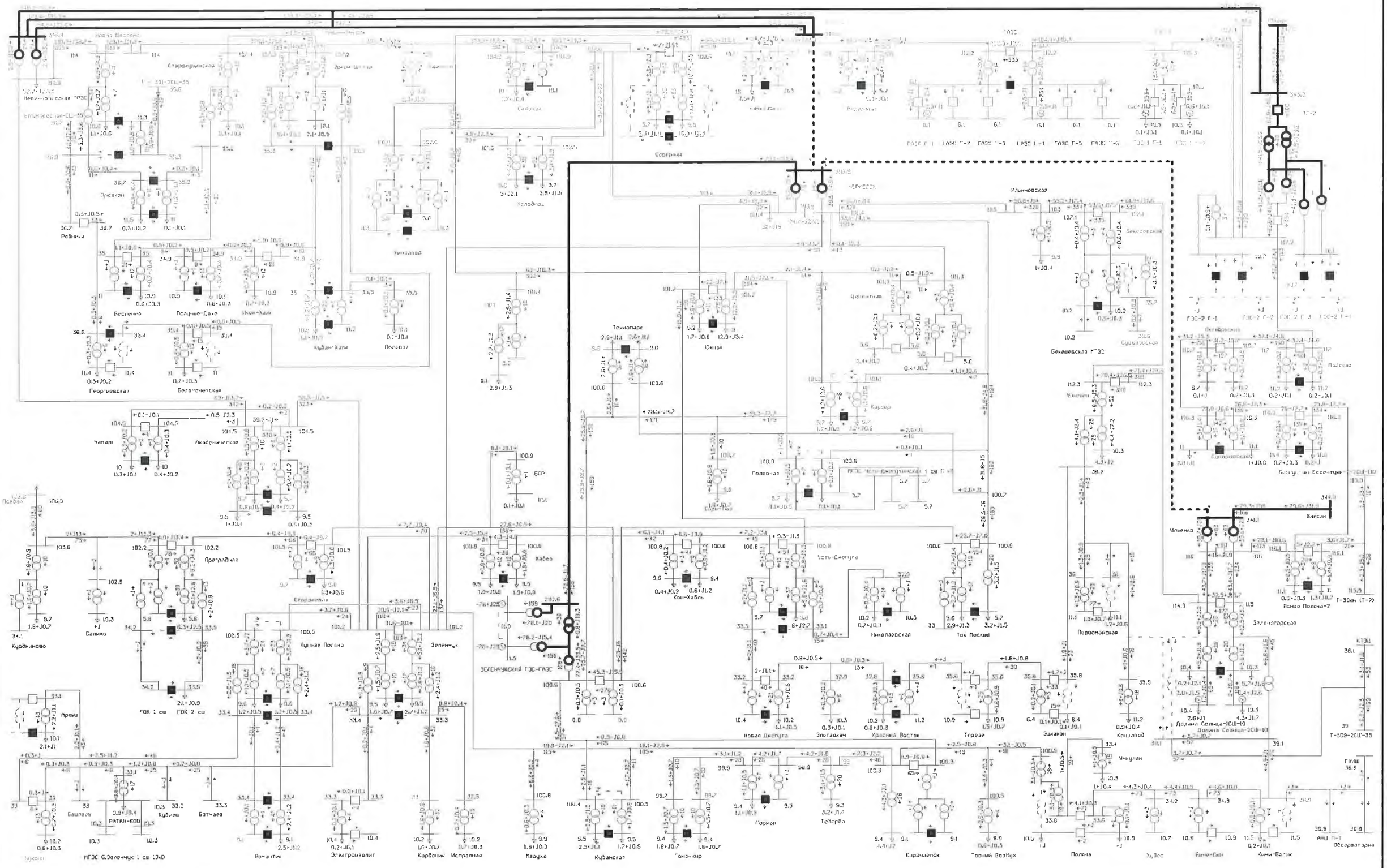
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 143

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-2.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Заряд Зеленчукской ГАЭС через Т-3)



Приложение Д-2.6. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко.



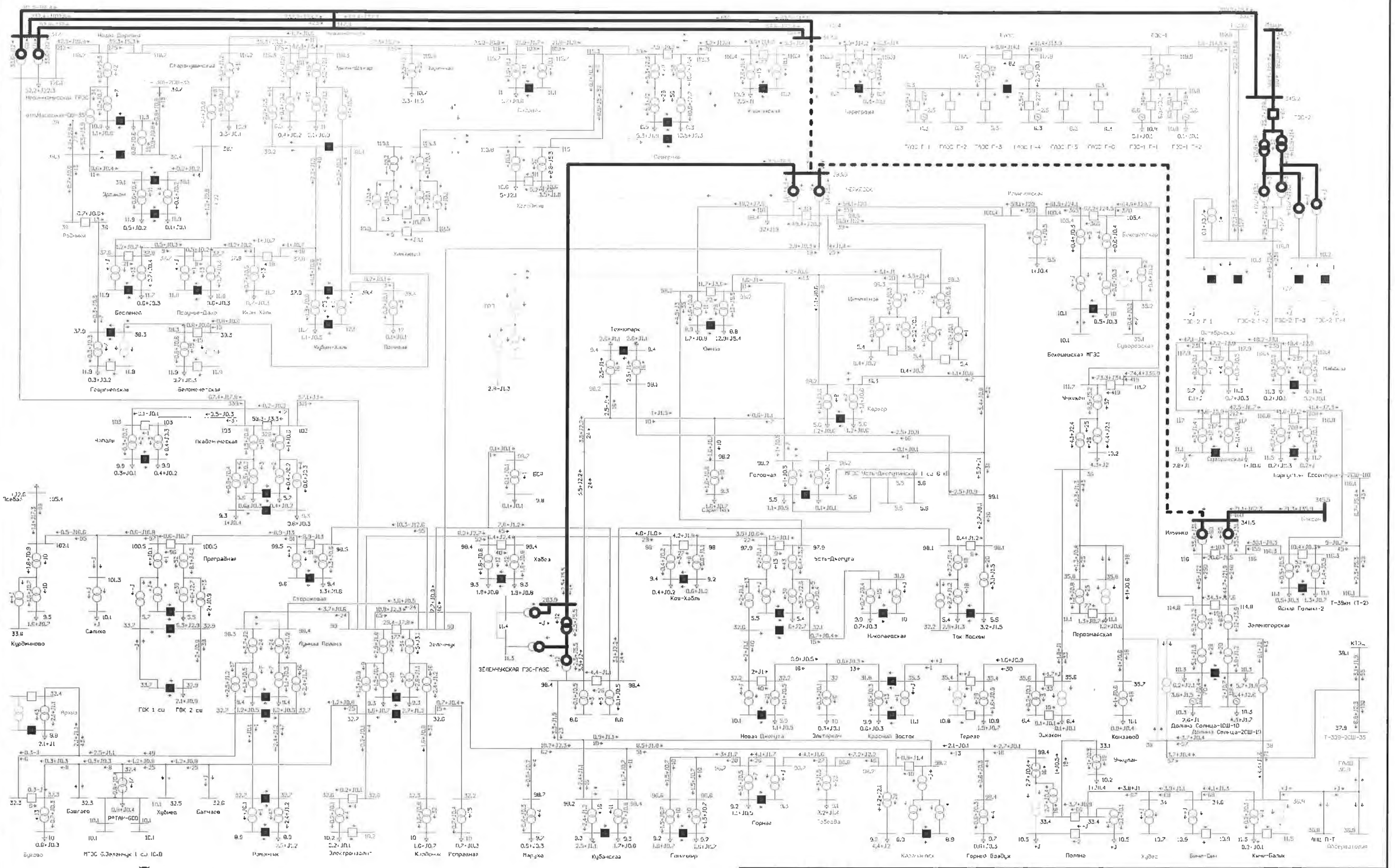
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 145

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-2.7. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2020 г. Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко. По факту перегрузки ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025) сверх аварийно-допустимой токовой нагрузки действие устройств АОПО на ПС 110 кВ Северная на откл. ВЛ 110 кВ Л-95 и Л-97 и АОСН на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3 и Г-4



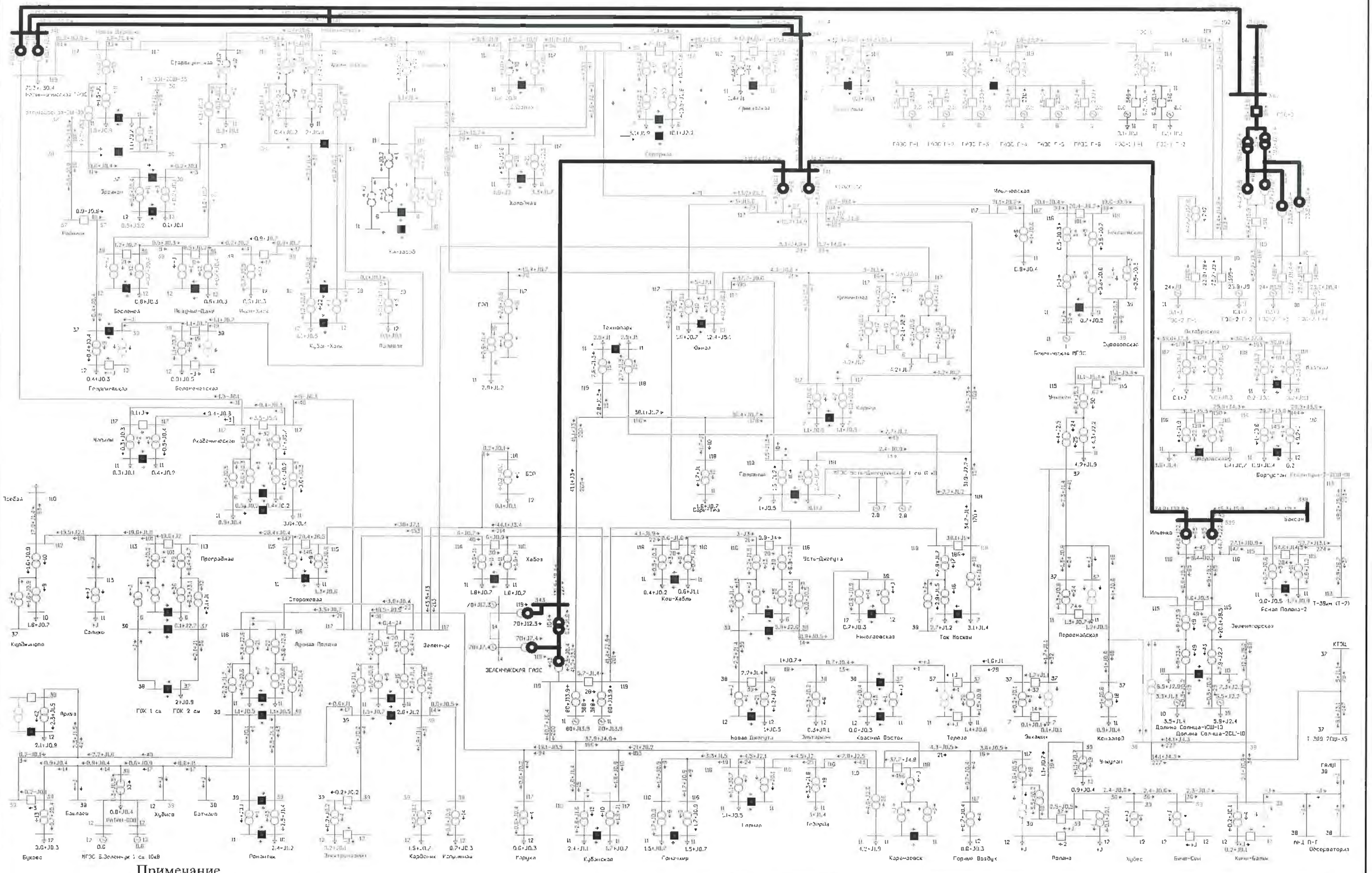
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

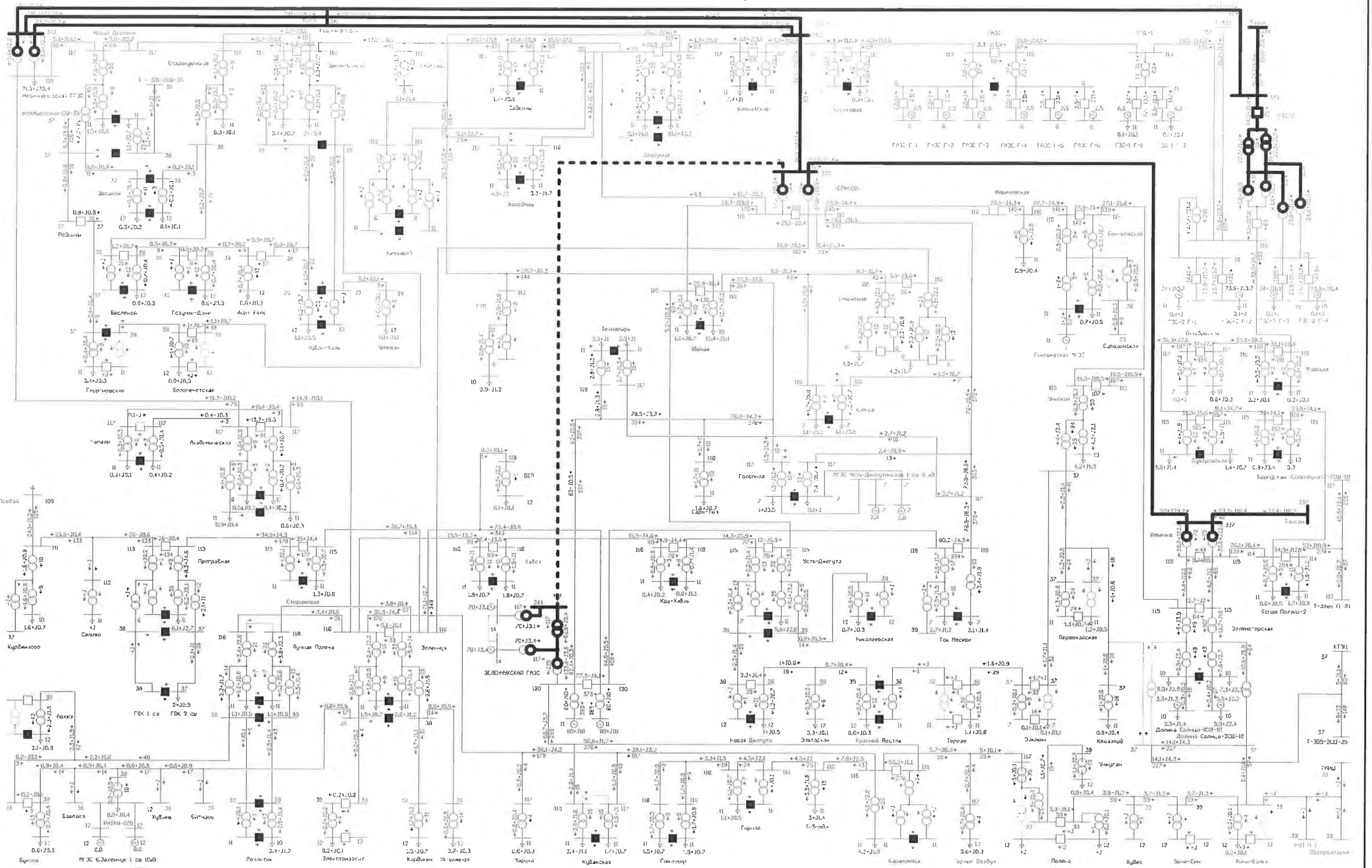
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 146

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Нормальная схема.


Новая Дуровская
Отрадненская
Эрсакон
Родники
Беслинеевка
Кубан-Халк
Полевая
Георгиевская
Белореченская
Чапаевская
Кавказская
Теберда
Прогрессная
Сторожевая
Курджиново
Сальхо
ГЭК 1 са
ГЭК 2 са
Ярмуш
Баклаевка
Хубиево
Батчалово
Буково
Ленинградская ГЭС
Ленинградская
Ленинградская ГЭС
Ленинградская ГЭС
Ленинградская ГЭС

Приложение Д-3.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГАЭС - Черкесск.



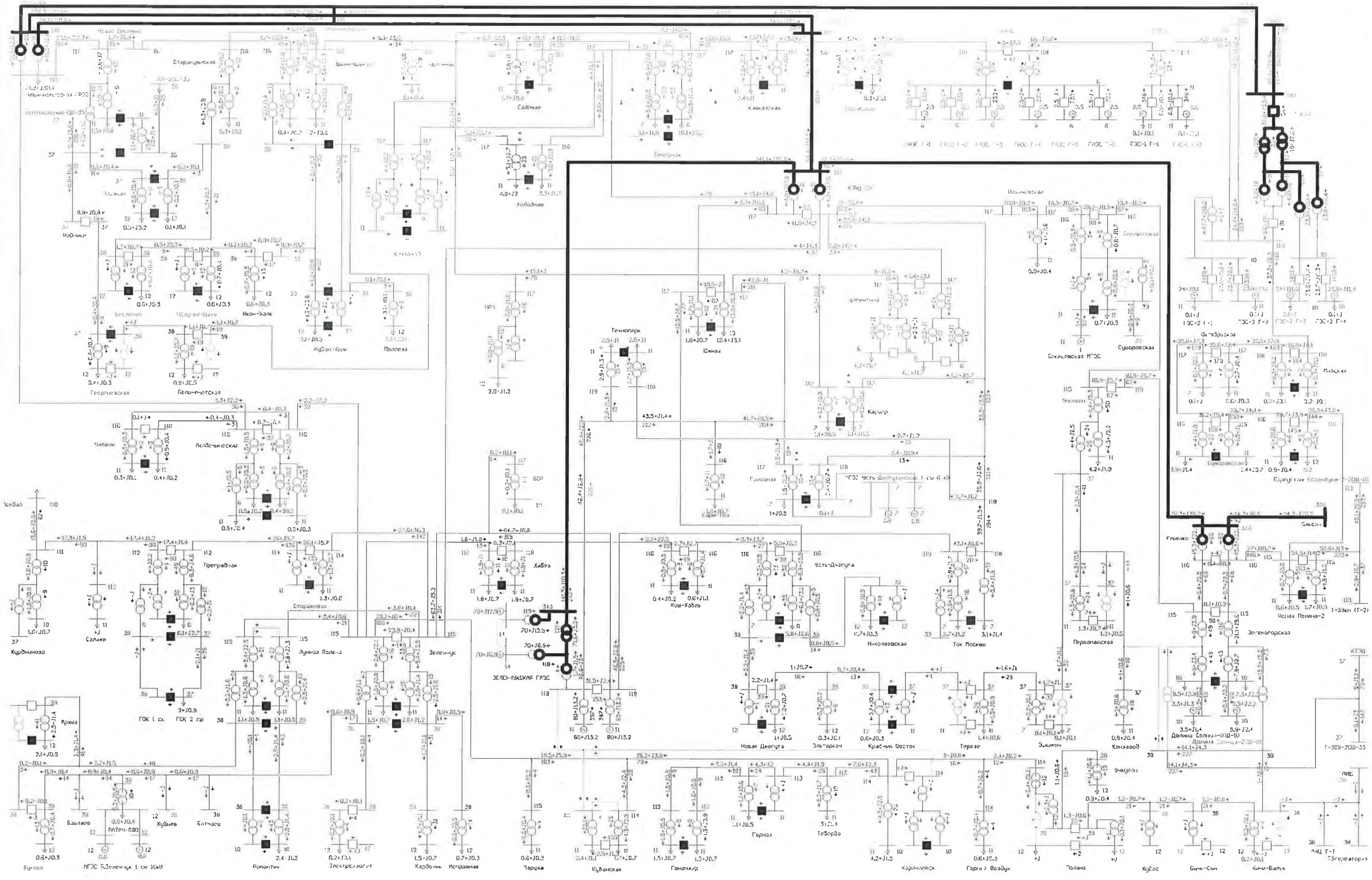
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 148

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Отключена КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031)



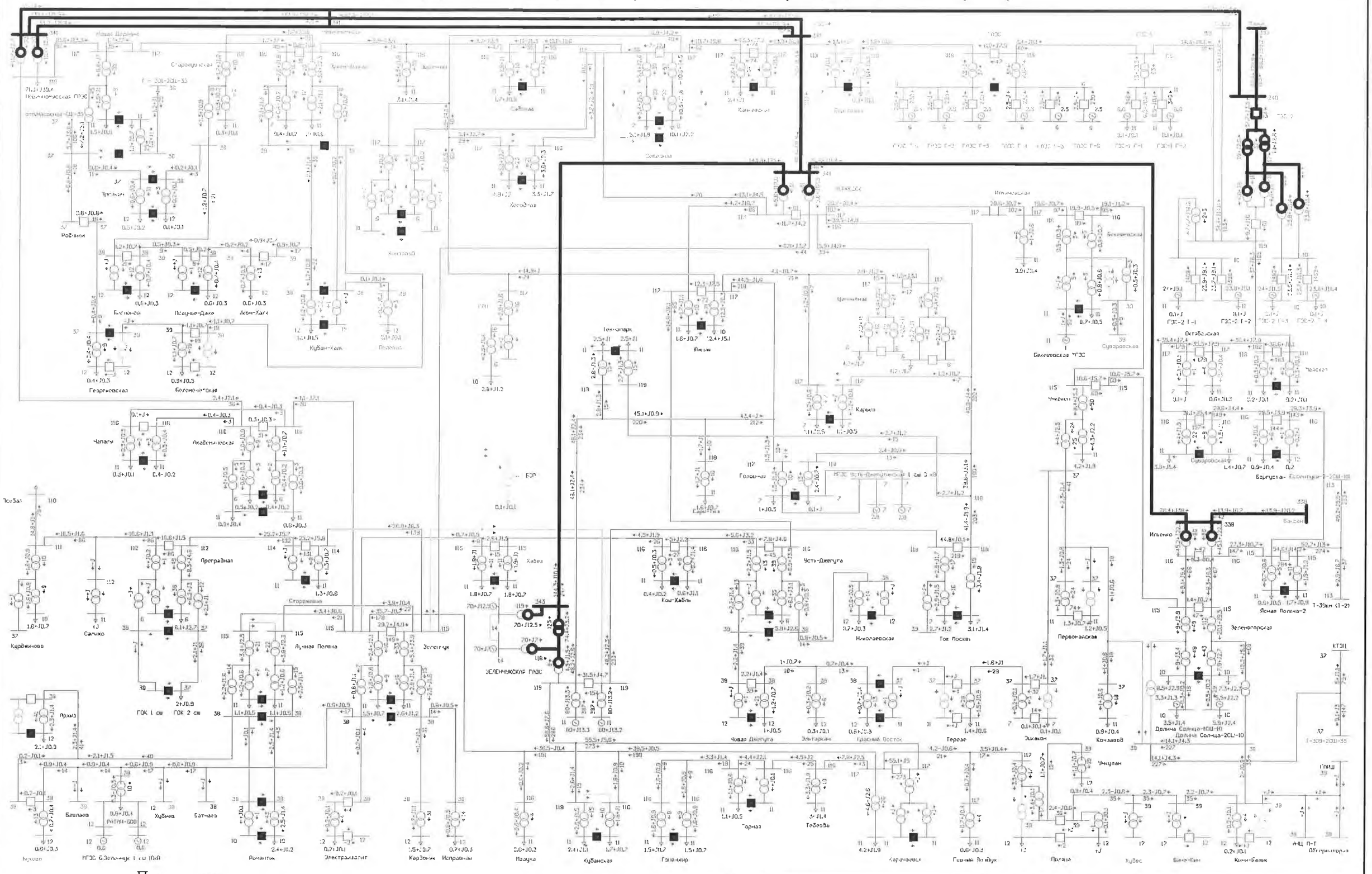
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 149

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)



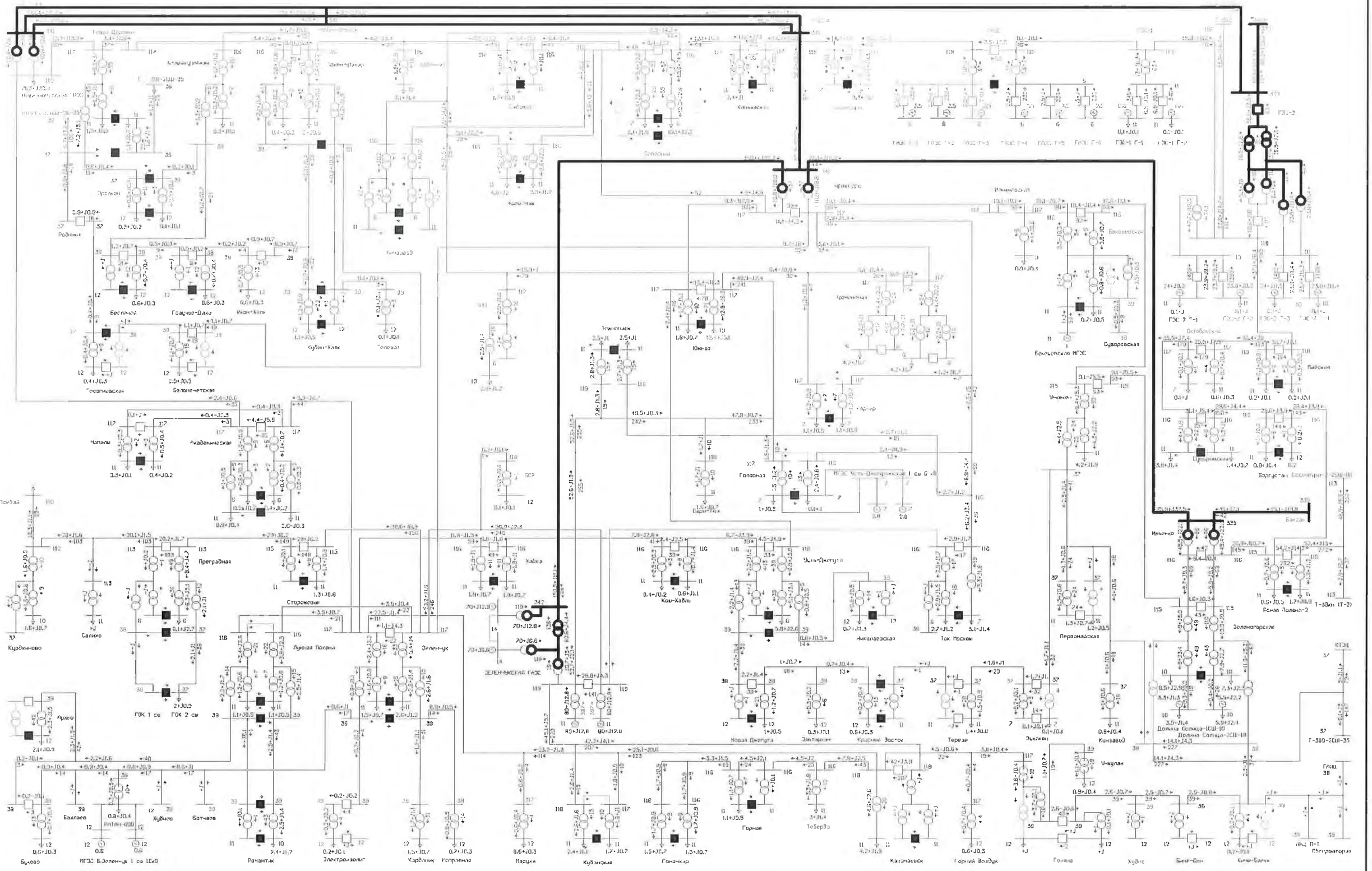
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 150

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)



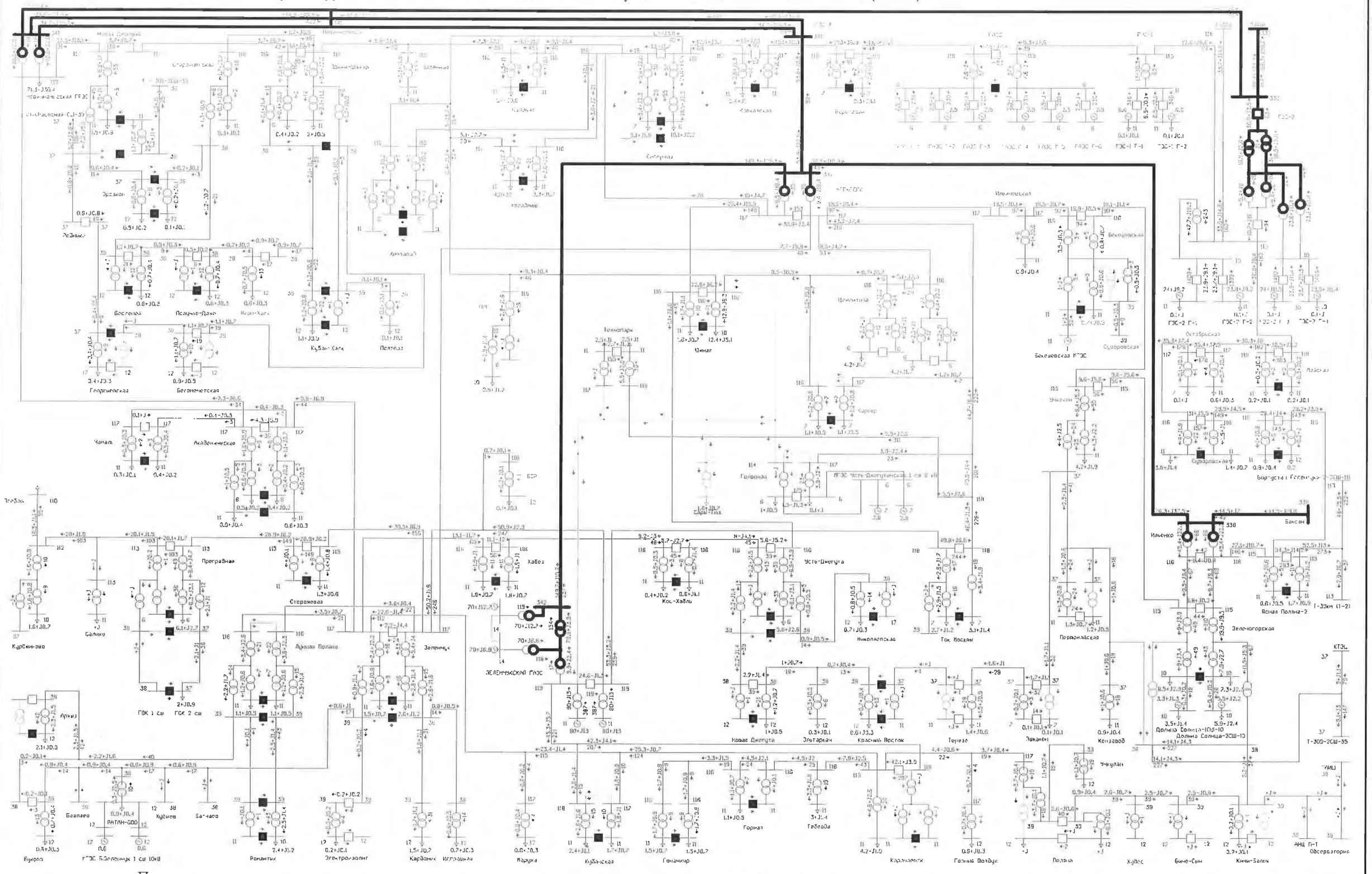
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

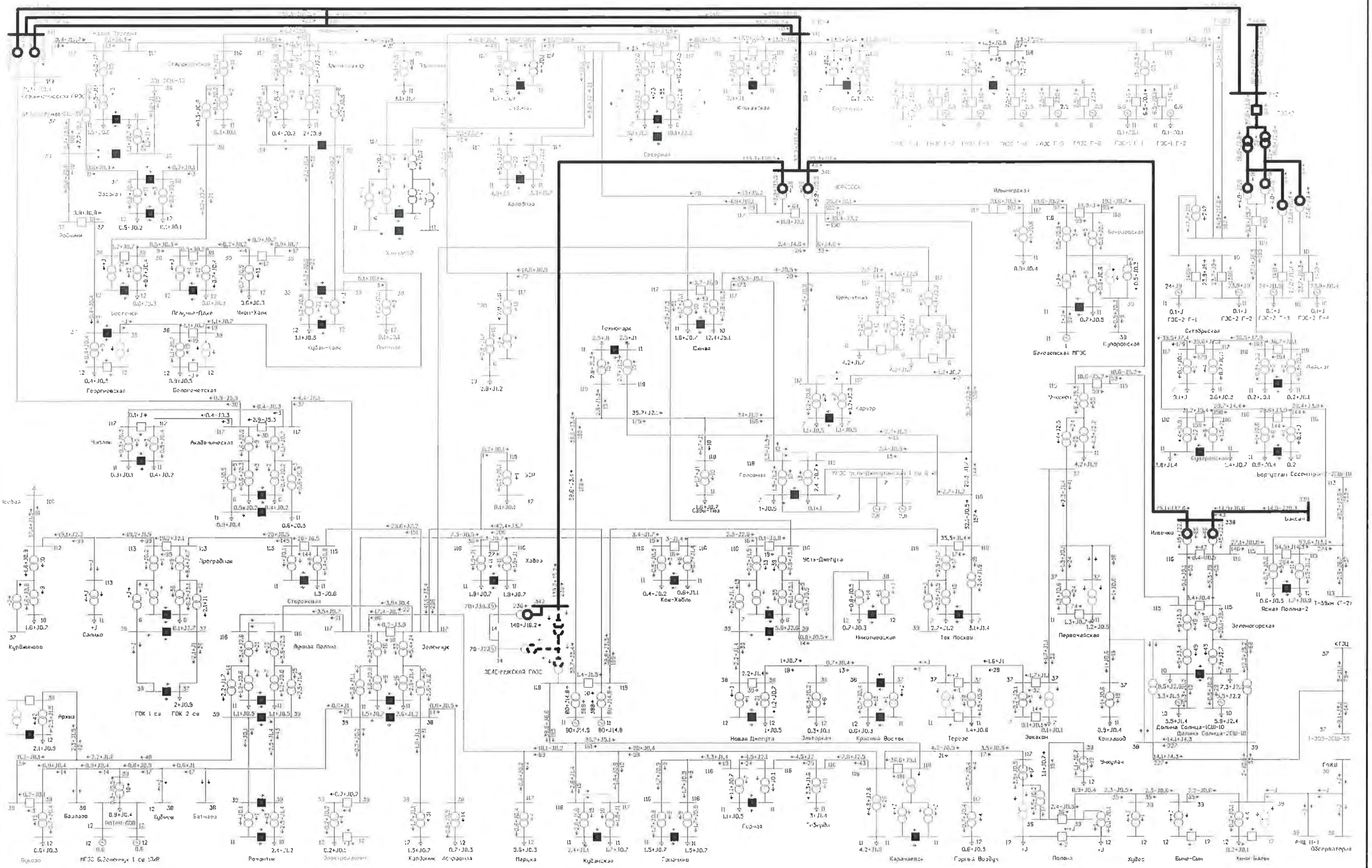
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 151

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.6. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Отключена КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042)


Зеленчукская ГАЭС
Кубань-Хаск
Беговая
Георгиевская
Беговеловская
Чапаев
Академическая
Курбанино
Прикалаусская
Стерховая
Хабез
Кос-Хабль
Усть-Джегута
Николаевская
Тюк Каскады
Ковыл Джегута
Эльтаркач
Красный Восток
Тенгиз
Эркакон
Кенгавоз
Ильинская
Беговеловская
Суворовская
Беговеловская МЭС
Октябрьская
Ласкала
Ильинка
Зеленогорская
Первомайская
Ясная Поляна-2
Баксан
Ясная Поляна
Зеленчук
Архыз
Башлаев
Хубиев
Бачиаев
Буерак
Романтик
Электрозолинг
Кардоник
Исправная
Маруха
Кубанская
Ганачкир
Горная
Табезда
Карамолик
Голый Водрух
Подгорная
Хубрис
Быне-Сын
Кичи-Балык
Обсерваторная
Унчукан
Барбустал
Ессентуки
Курсавка
Эрсакон
Беслинская
Псыжьво-Даха
Мзэ-Хаха
Пелевка
Георгиевская
Беговеловская
Чапаев
Академическая

Приложение Д-3.7. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)



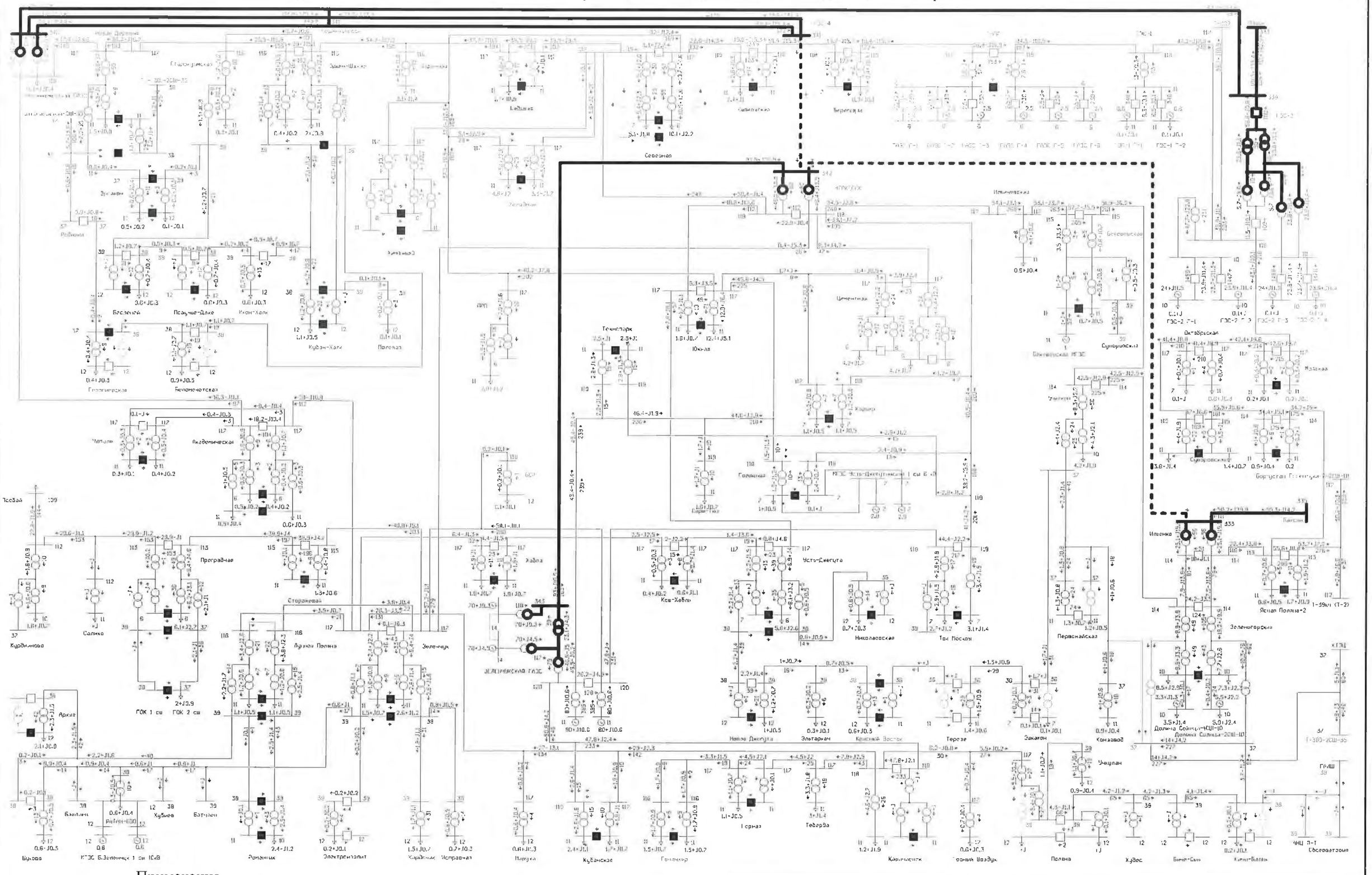
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 153

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.8. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко, отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.



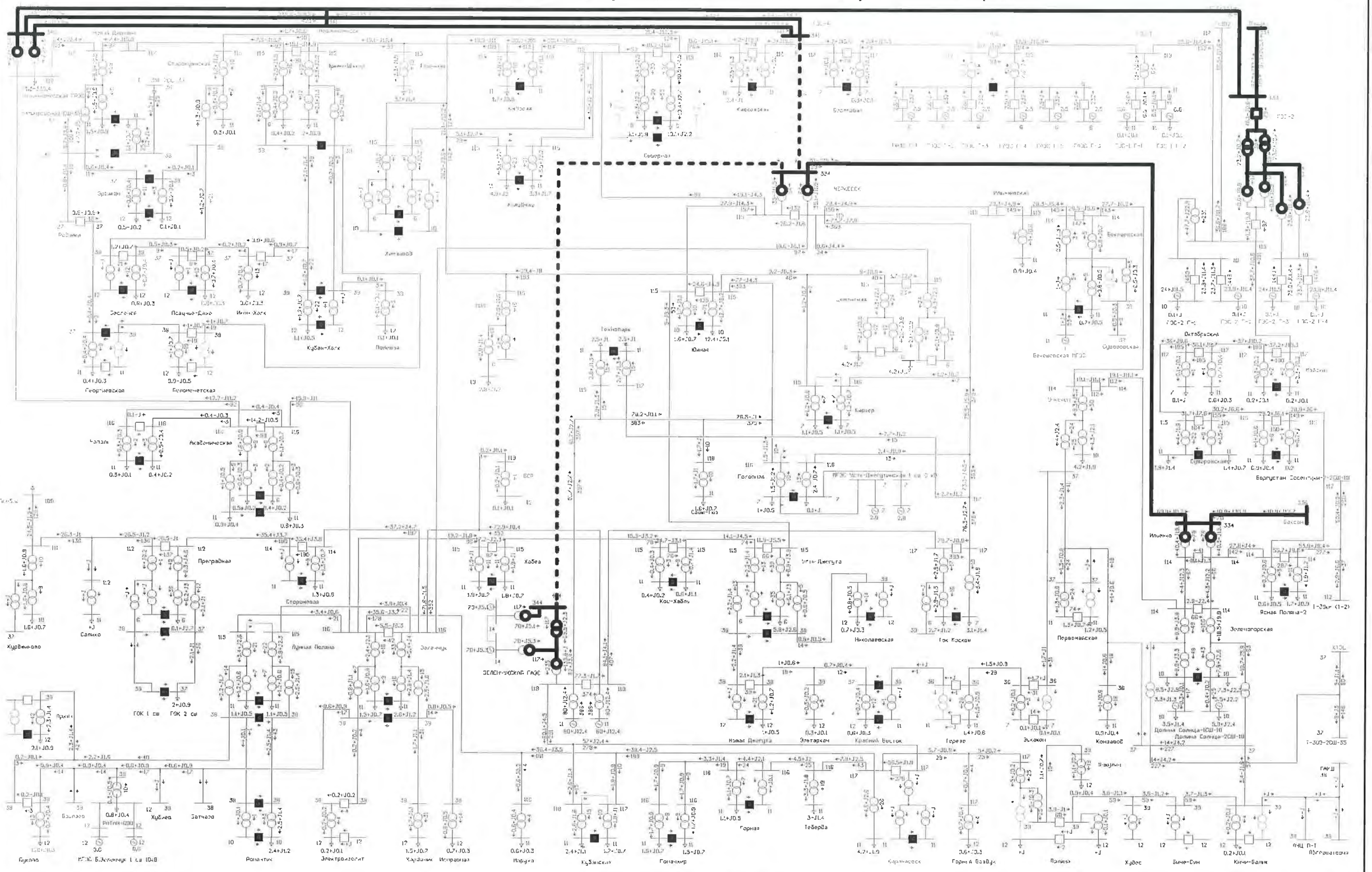
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 154

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.9. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт ВЛ 330кВ ГЭС-4 - Черкесск, отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



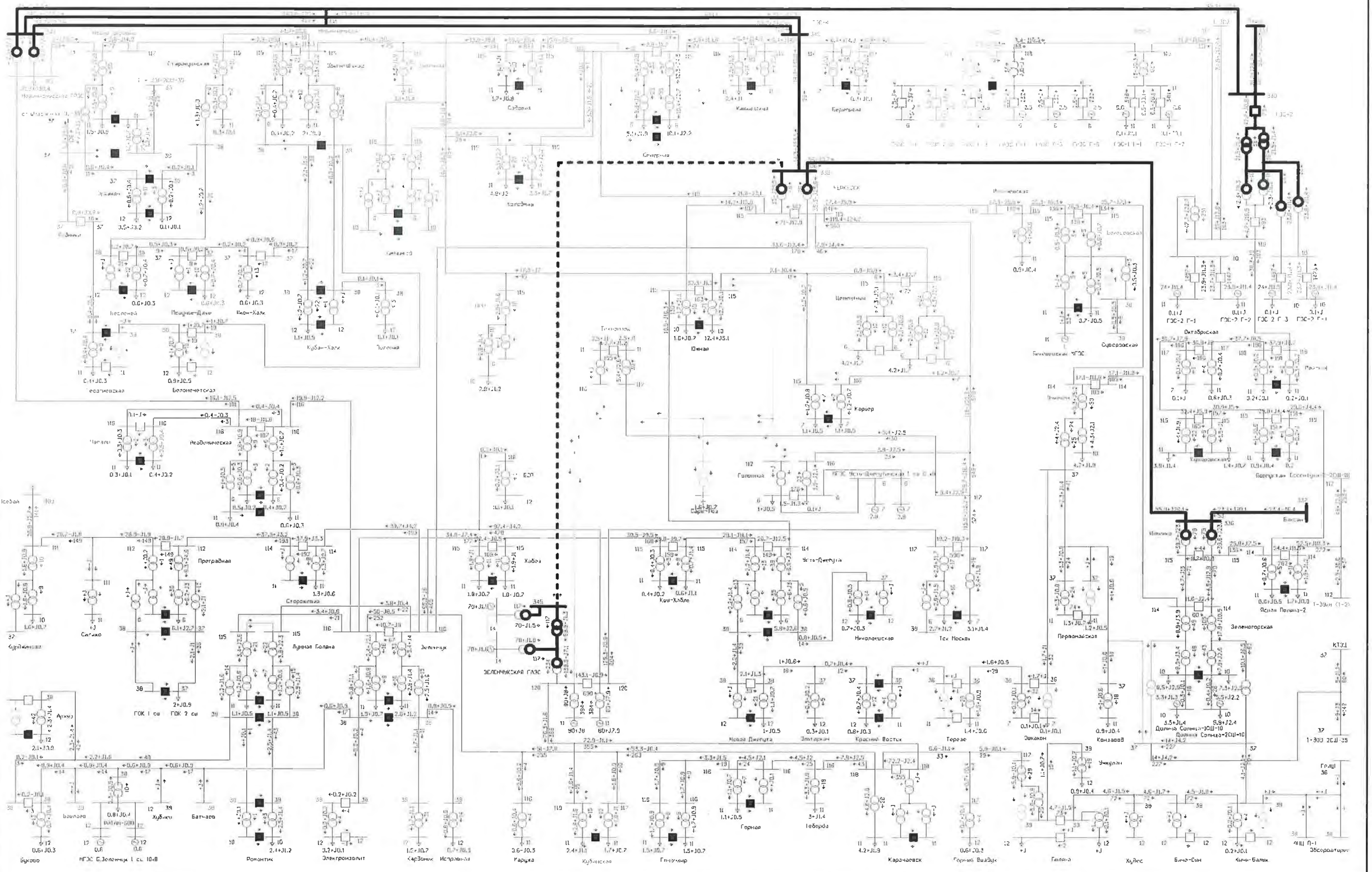
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

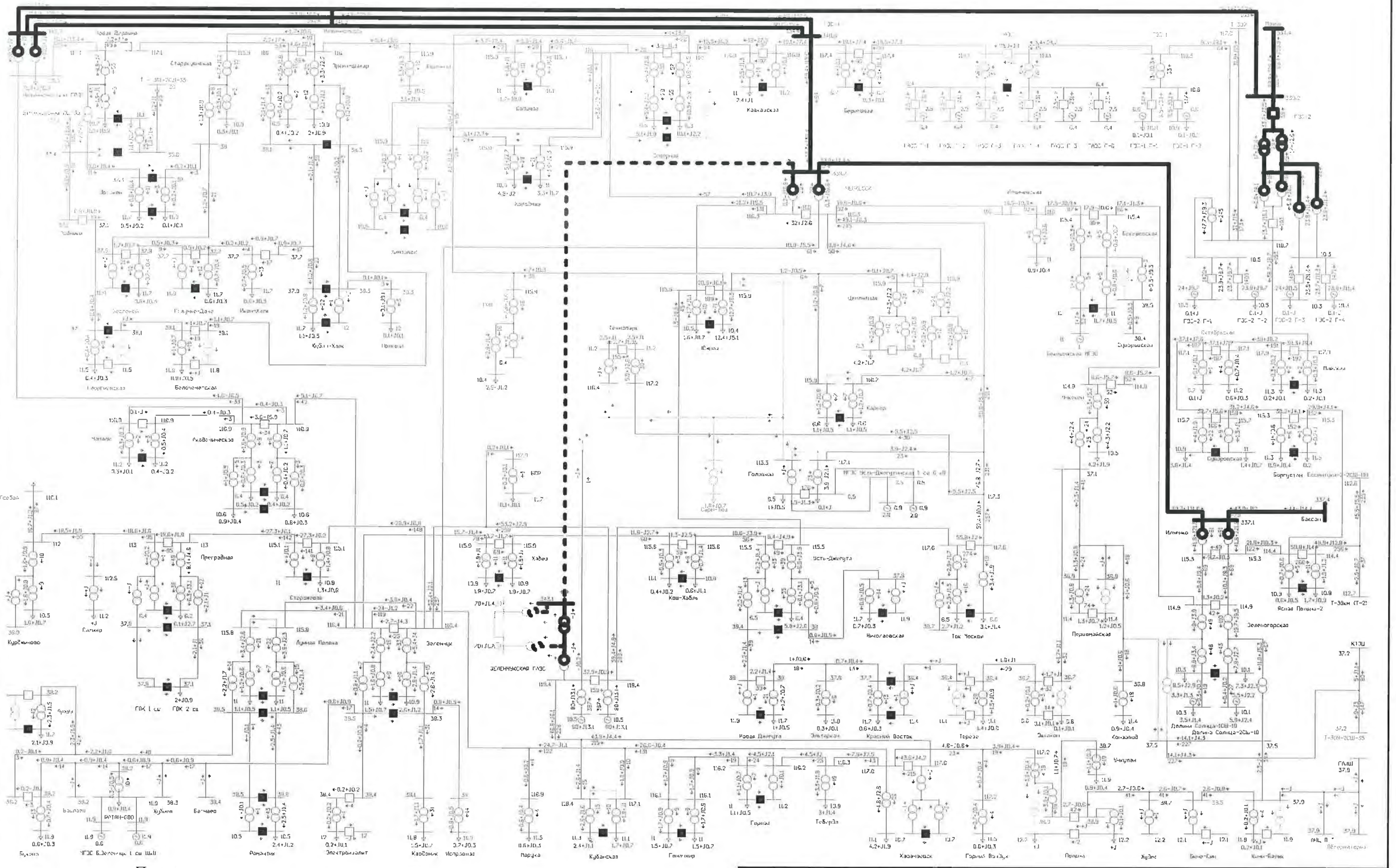
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 155

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

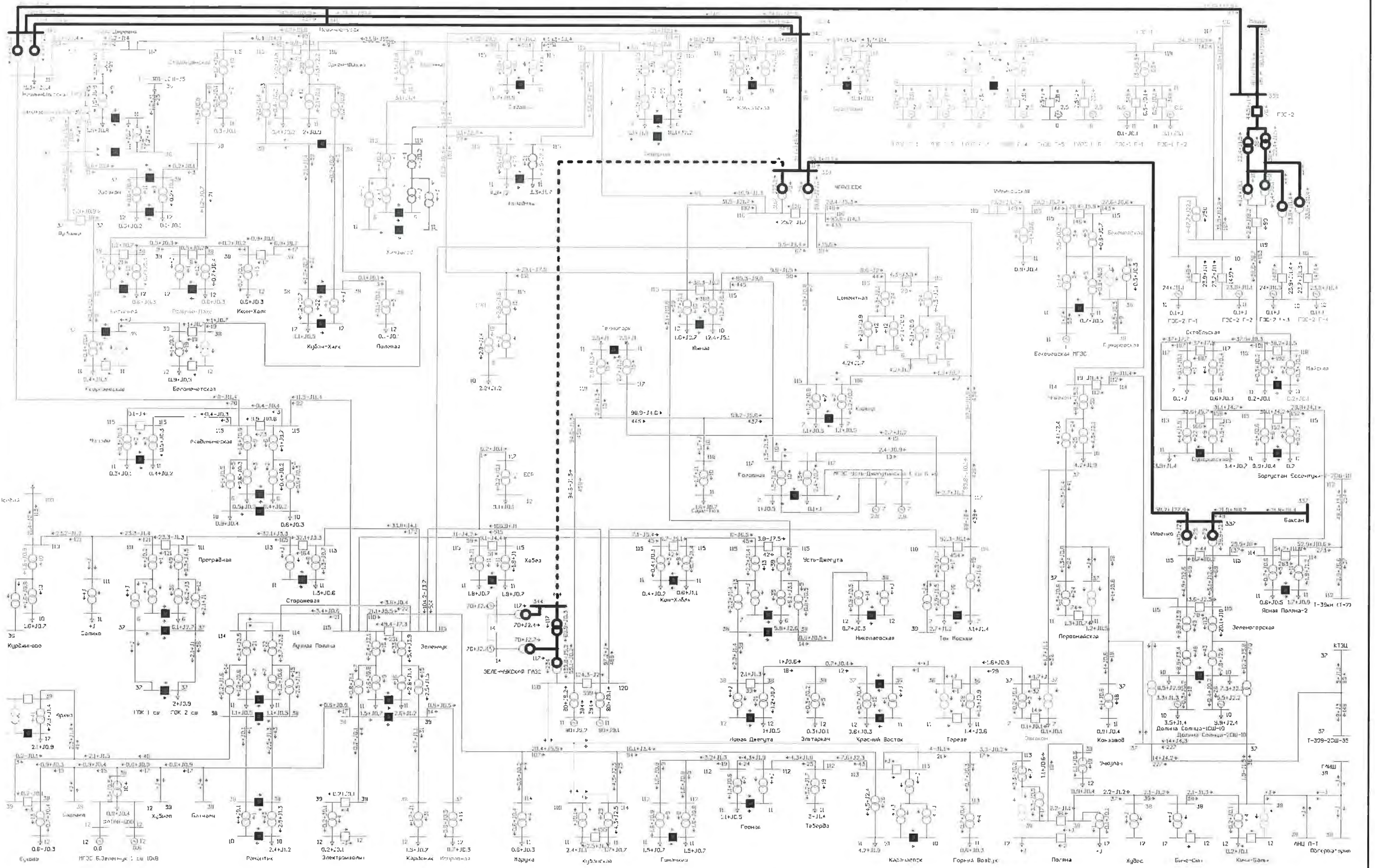
Приложение Д-3.10. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042), отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.


Зеленчукская ГАЭС
Южная
Черкесск
Карачаевск
Хабез
Кубань-Хаси
Ильич-Хаси
Кичи-Балык
Ясная Поляна-2
Зеленогорская
Первомайская
Октябрьская
Суворовская
Эркакон
Теберда
Тех Москва
Красный Восток
Нижняя Джегута
Кюи-Хабле
Преградная
Лунная Поляна
Кавказская
Беломечетская
Академическая
Карьер
Горная
Геберда
Гоначхир
Кубанская
Электроизолит
Романтик
Буково
Бабат-аул
Хубиево
Архыз
Сентябрь
Беломечетская
Ильич-Кавказ
Кубань-Хаси
Логовая
Кавказская
Ильич-Кавказ

Приложение Д-3.11. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-042), отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. По факту перегрузки ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) сверх аварийно-допустимой токовой нагрузки на 26,6% при tокр.в.=+35°С (Iав.доп.=477А) действие устройств АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3 и Г-4


Зеленчукская ГЭС
Курджиново
Ближний Хутор
Старомарьевская
Прикумская
Ставропольская
Кавказская
Невинномысская
Беломечетская
Прасковея
Буденновская
Ипатовская
Ессентуки
Пятигорская
Минеральные Воды
Георгиевская
Прохладная
Баксан
Эльбрусская
Ясная Поляна-2
Зеленчукская
Усть-Джегута
Ток Москвы
Ставрополь
Невинномысская ПГУ
Ингушская
Сунжа
Гудермес
Грозный
Аргун
Гикало
Ханкала
Ачхой-Мартан
Ачхой

Приложение Д-3.12. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031), отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



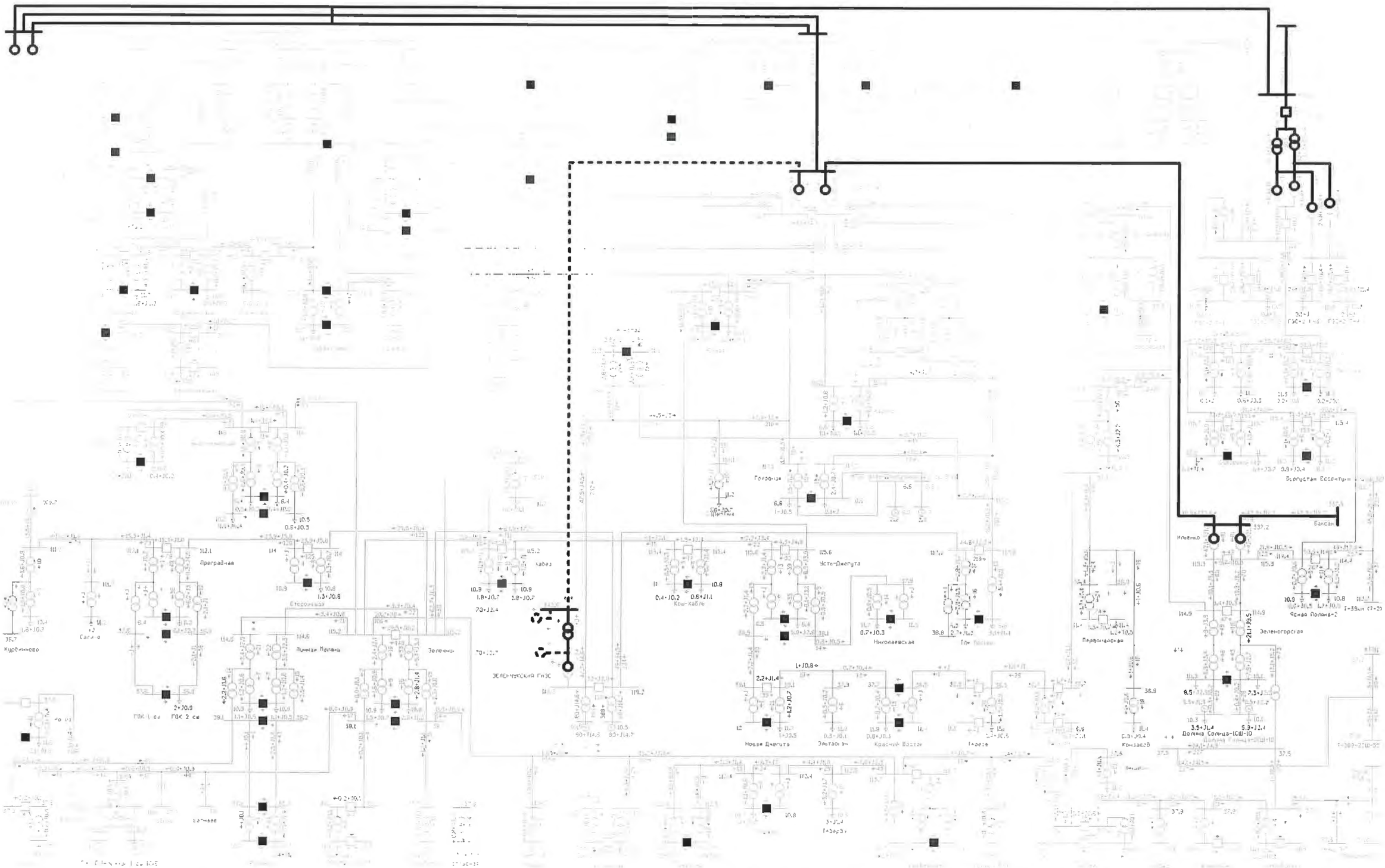
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 158

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-3.13. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2020 г. Ремонт КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031), отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. По факту перегрузки ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на БСР (Л-144) сверх аварийно-допустимой токовой нагрузки на 8,0 % при tокр.в.=+35°С (Iав.доп.=477А) действие устройств АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3 и Г-4



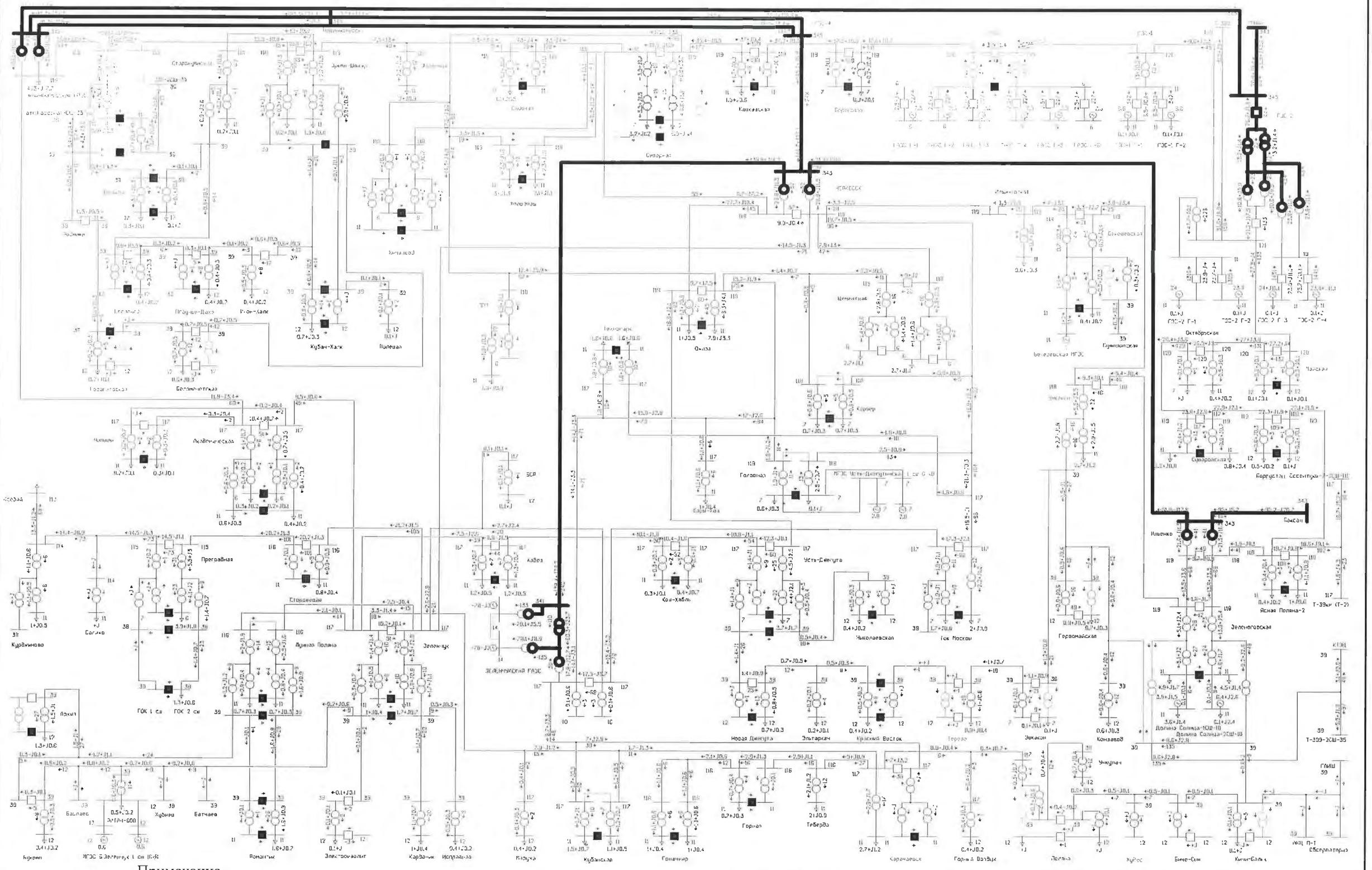
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 159

Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Д-4.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2020 г. Нормальная схема.



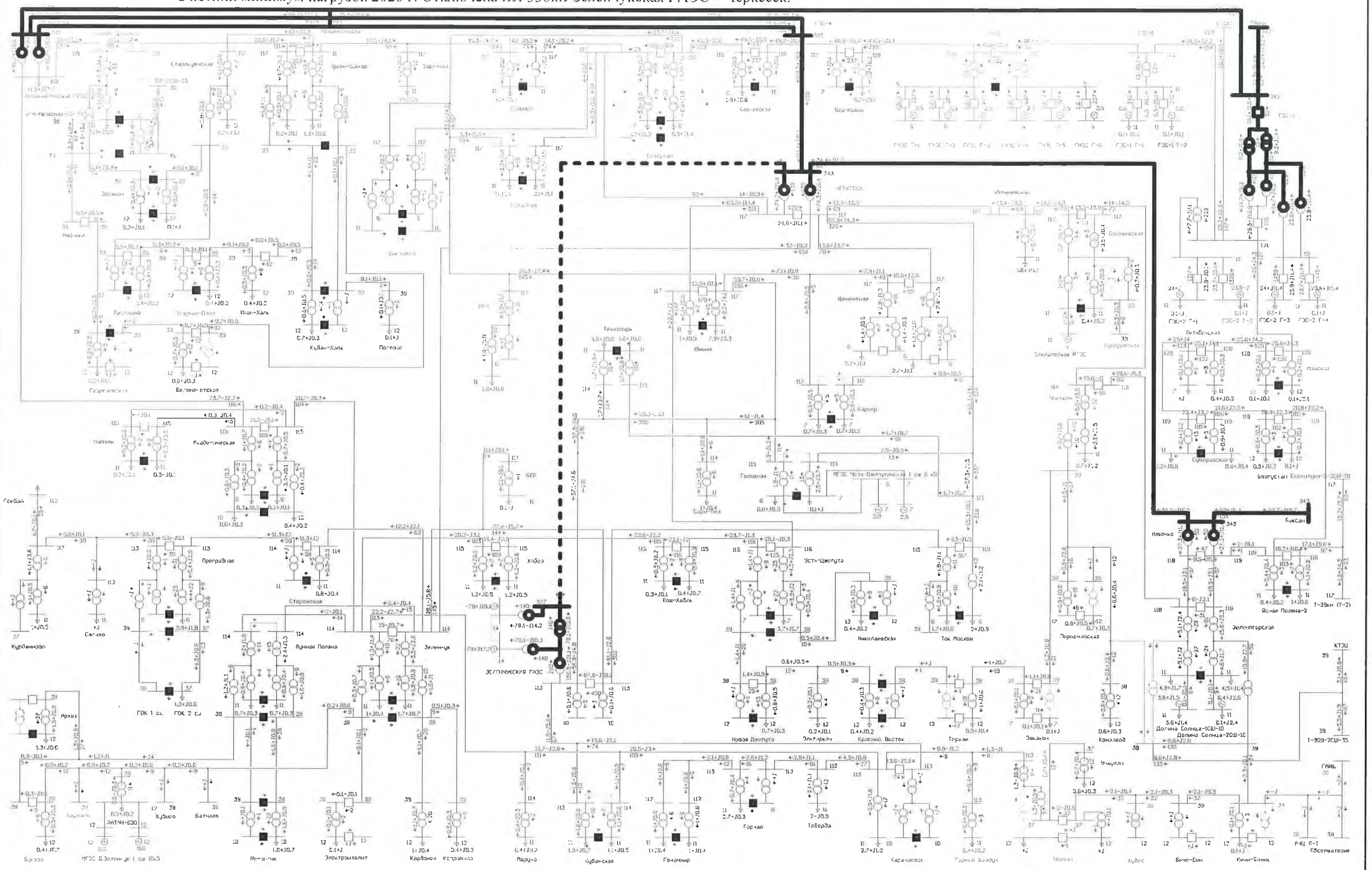
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

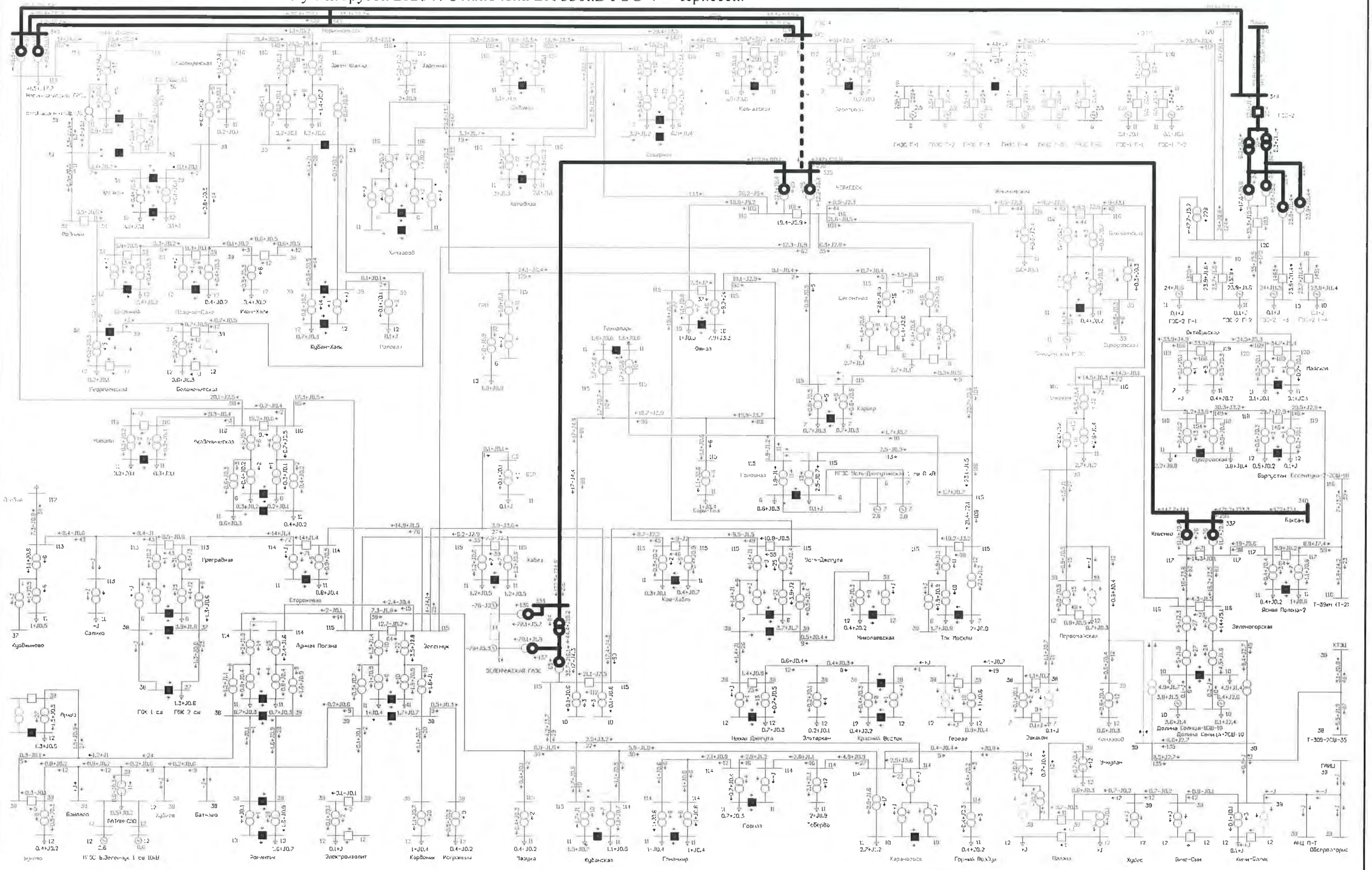
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 160

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

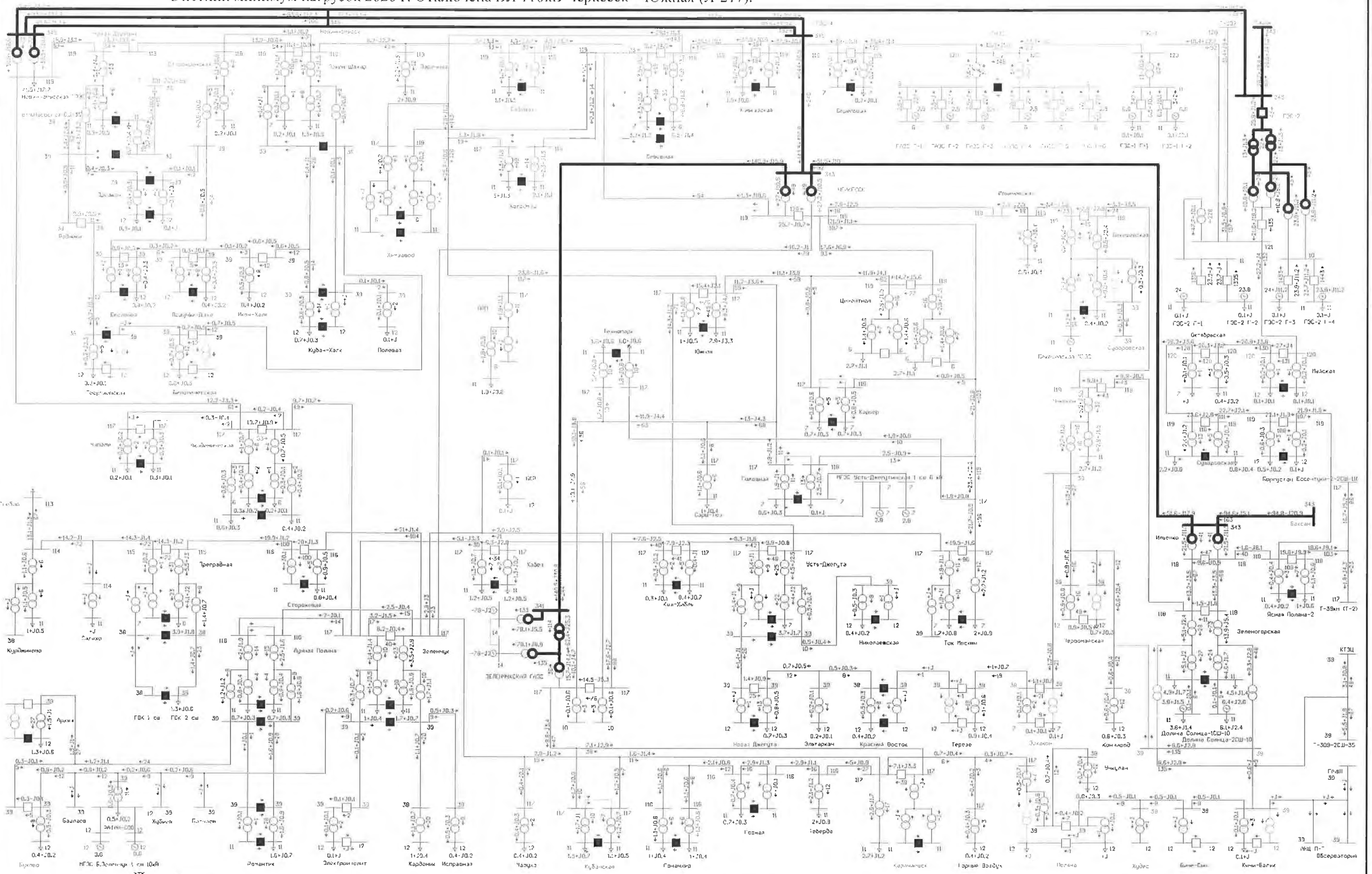
Приложение Д-4.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.


Черкесск
Зеленчукская ГАЭС
Кубань-Хаса
Кош-Хабль
Хабза
Усть-Джегута
Николаевская
Новая Джегута
Эльтаркач
Красный Восток
Тер.зе
Эркакан
Кумалов
Горная
Теберда
Карачаевск
Учкулан
Хубиев
Бичен-Баши
Кичи-Балык
Псеатлоп
Ясная Поляна-2
Зеленчукская
Октябрьская
Плоская
Сервисная
Баксан
Прикубанская
Прохладная
Заводская
Кавказская
Головная
Ток Москвы
Лунная Поляна
Зеленчук
Сторожевая
Прогресс
Рабочая
Ударная
Электроизолит
Карбаник
Ислатаюл
Марухо
Кубанская
Гоначхир
Батчаев
Хубиев
Эльтан-Юрт
Курджиново
Сентхо
Архыз
Ромашки
Бурное
Псебай
Преградная
Ермоловская
Беломечетская
Кавказская
Ударная
Заводская
Прикубанская
Прохладная
Ток Москвы
Головная
Горная
Теберда
Карачаевск
Учкулан
Хубиев
Бичен-Баши
Кичи-Балык
Псеатлоп
Ясная Поляна-2
Зеленчукская
Баксан
Плановая
Октябрьская
Плоская
Сервисная
Заводская
Кавказская
Ударная

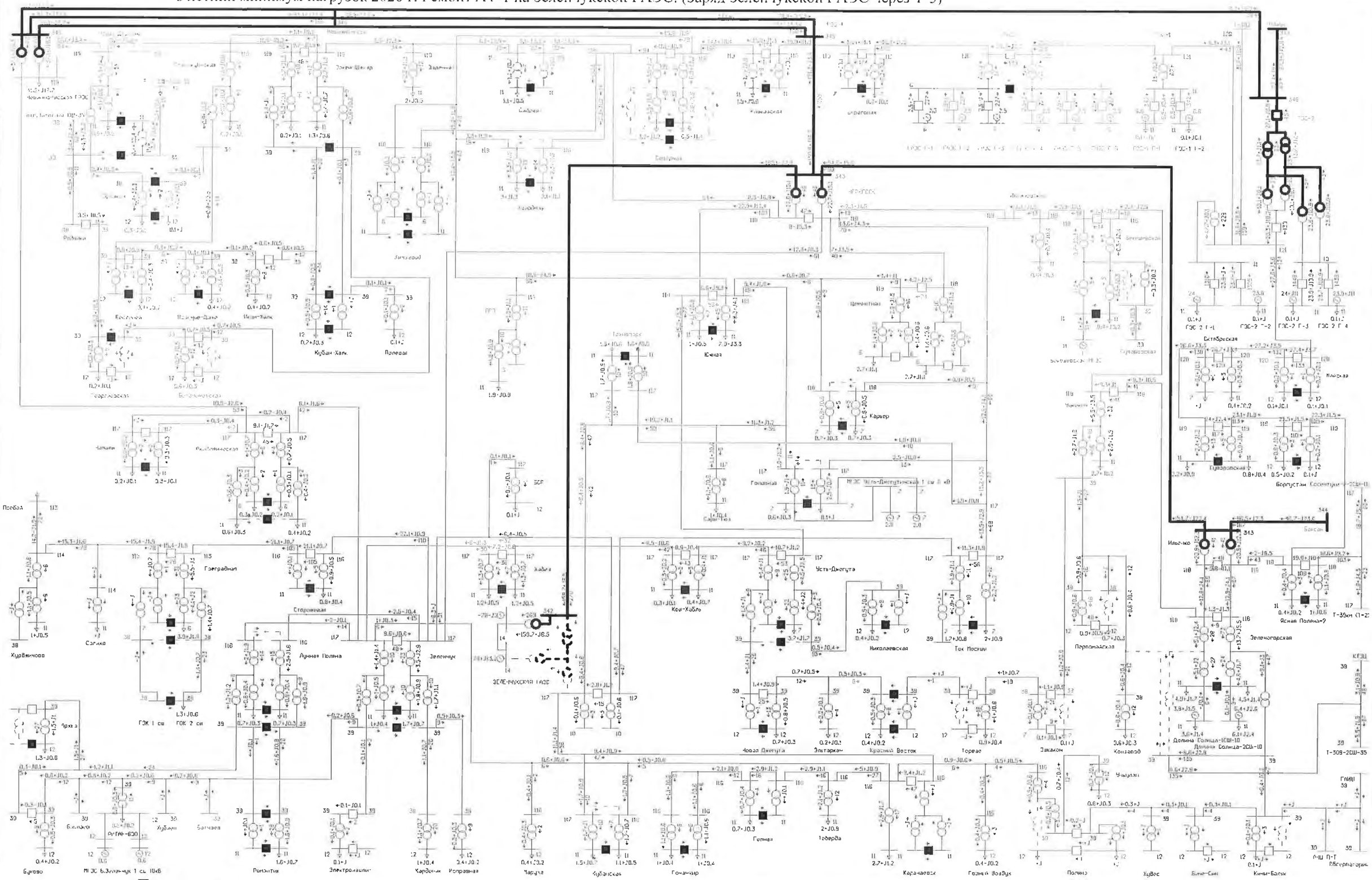
Приложение Д-4.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.


ЧЕРКЕССК
Кубан-Халк
Кавказская
Октябрьская
Зеленчукская
Эльтаркач
Красный Восток
Карьер
Бекешевская
Первомайская
Зеленогорская
Кичи-Балык
Хубиев
Баксан
Прохладная
Беломечетская
Гидрогенераторная
Батальная
Баксанская
Черекская
Нижний Черек
Аушигер
Нижний Чегем
Верхний Чегем
Чегемская
Чегем-2
Нижняя Балкария
Верхняя Балкария
Тырныауз
Эльбрусская
Баксанская ГЭС
Прохладная ГЭС
Черекская ГЭС
Нижний Черек ГЭС
Нижний Чегем ГЭС
Чегемская ГЭС
Чегем-2 ГЭС
Нижняя Балкария ГЭС
Верхняя Балкария ГЭС
Тырныауз ГЭС
Эльбрусская ГЭС
Баксанская ГЭС-1
Баксанская ГЭС-2
Прохладная ГЭС
Беломечетская ГЭС
Гидрогенераторная ГЭС
Батальная ГЭС
Черекская ГЭС-1
Черекская ГЭС-2
Нижний Черек ГЭС
Нижний Чегем ГЭС
Чегемская ГЭС
Чегем-2 ГЭС-1
Чегем-2 ГЭС-2
Нижняя Балкария ГЭС-1
Нижняя Балкария ГЭС-2

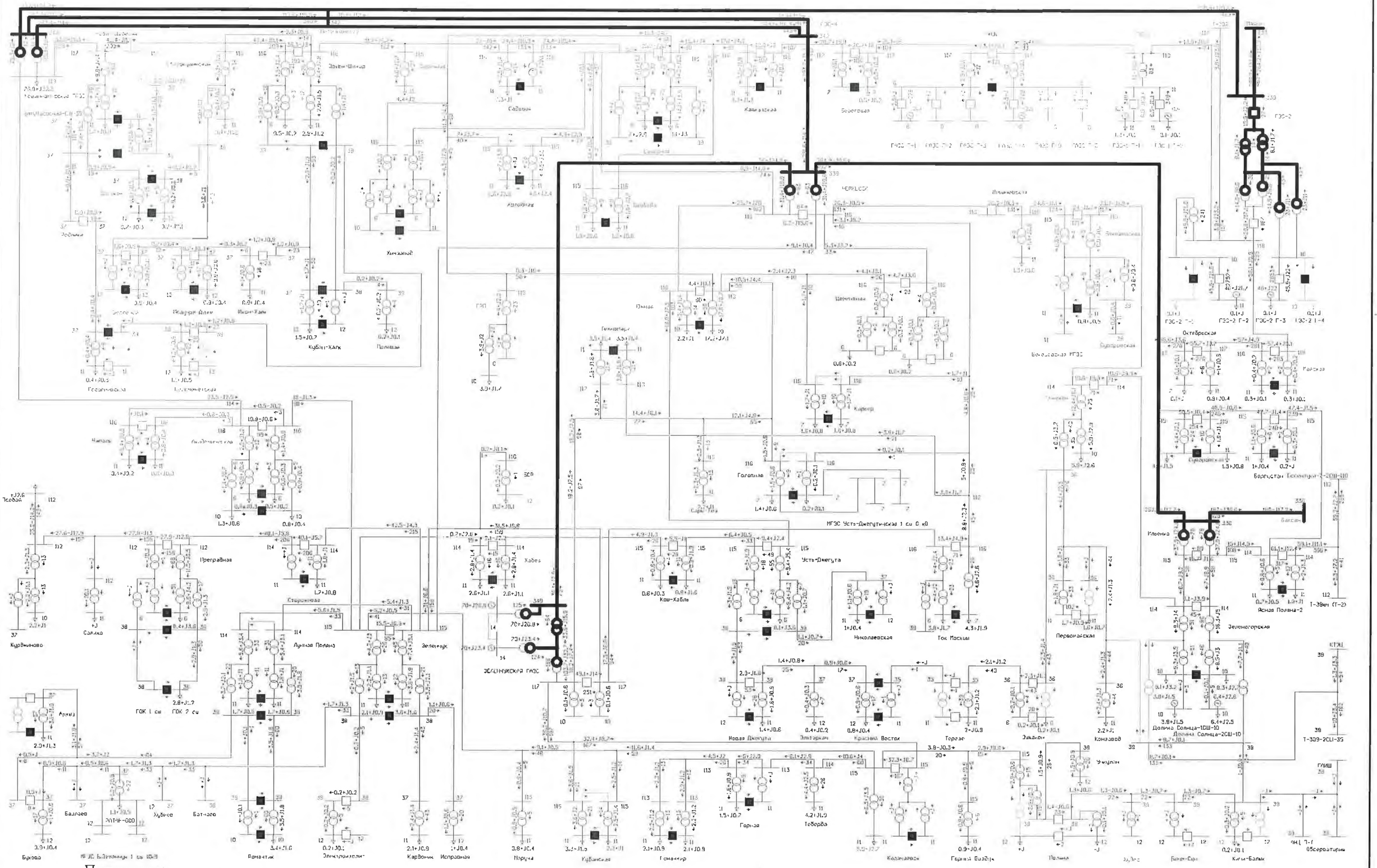
Приложение Д-4.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2020 г. Отключена ВЛ 110кВ Черкесск – Южная (Л-217).


Черкесск
Южная
Кубань-Хаджи
Полевая
Кардоник
Исправная
Эльтаркач
Красный Восток
Терезе
Учкулан
Кичи-Балык
Обсерватория
Ильинка
Зеленчук
Усть-Джегута
Новая Джегута
Николаевская
Так Москин
Курджиново
Сторожевая
Преградная
Кавказ
Ясная Поляна-2
Зеленогорская
Баксан
Нейтральная
Кабардинка
Ивановская
Кичмалка
Бекешевская
Суворовская
Майская
Барсучок
Эссентуки-2
Кисловодск
Ессентуки
Минеральные Воды
Невинномысск
Ставрополь
Армавир
Тихорецк
Краснодар
Сочи
Адлер
Лазаревское
Туапсе
Геленджик
Новороссийск
Анапа
Темрюк
Ейск
Тимашевск
Кропоткин
Белореченск
Майкоп
Горячий Ключ
Лабинск
Усть-Лабинск
Армавир-330
Невинномысская ГРЭС
Ставропольская ГРЭС
Невинномысская ГРЭС
Краснодарская ТЭЦ
Сочинская ТЭС
Адлерская ТЭС
Туапсинская ТЭЦ
Анапская ТЭЦ
Тихорецкая ТЭЦ
Кропоткинская ТЭЦ
Белореченская ТЭЦ
Майкопская ГРЭС
Лабинская ТЭЦ
Усть-Джегутинская ГЭС
Зеленчукская ГЭС-1
Зеленчукская ГЭС-2
Кубанская ГЭС
Каскад Кавказских ГЭС
Каскад Черноморских ГЭС
Каскад Краснодарских ГЭС
Каскад Майкопских ГЭС
Каскад Ставропольских ГЭС
Каскад Сочинских ГЭС
Каскад Адлерских ГЭС
Каскад Туапсинских ГЭС
Каскад Анапских ГЭС
Каскад Тихорецких ГЭС
Каскад Кропоткинских ГЭС
Каскад Белореченских ГЭС
Каскад Майкопских ГЭС
Каскад Лабинских ГЭС
Каскад Усть-Джегутинских ГЭС
Каскад Зеленчукских ГЭС
Каскад Кубанских ГЭС
Каскад Невинномысских ГЭС
Каскад Ставропольских ГЭС
Каскад Армавирских ГЭС
Каскад Краснодар

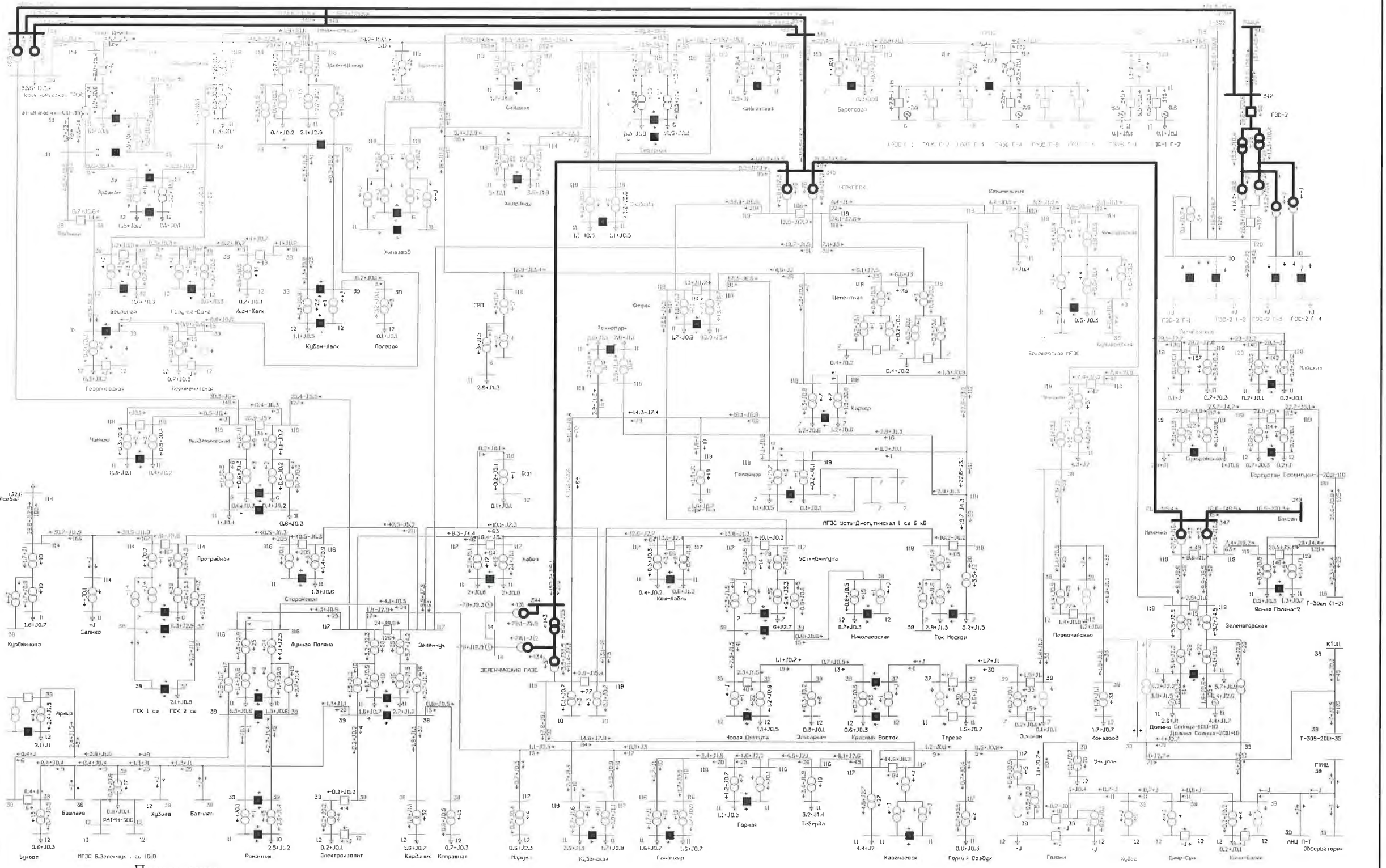
Приложение Д-4.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2020 г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Заряд Зеленчукской ГАЭС через Т-3)



Приложение Е-1.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2021 г. Нормальная схема.



Приложение Е-2.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2021 г. Нормальная схема.



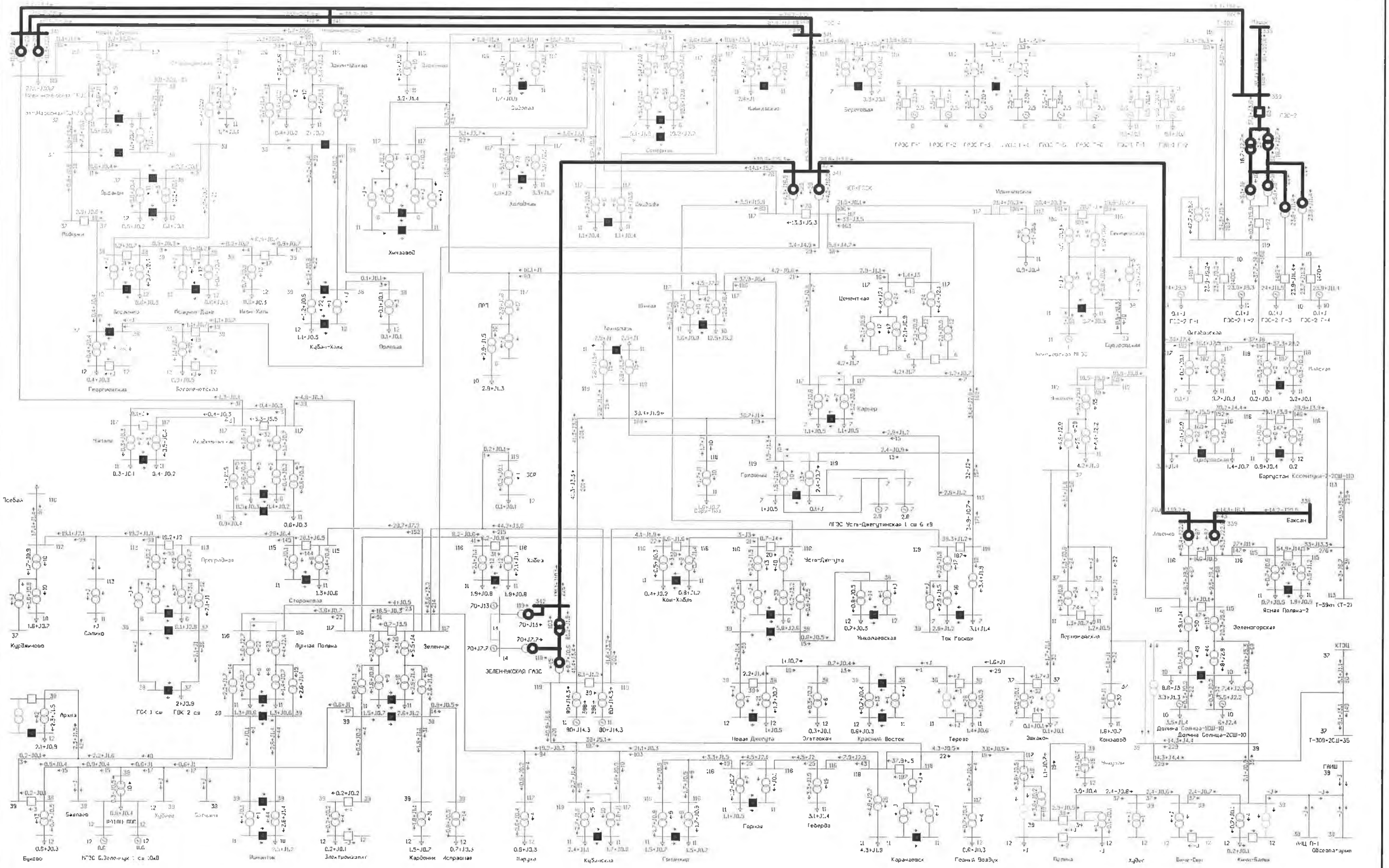
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Взам.инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 166

Приложение Е-3.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2021 г. Нормальная схема.



Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

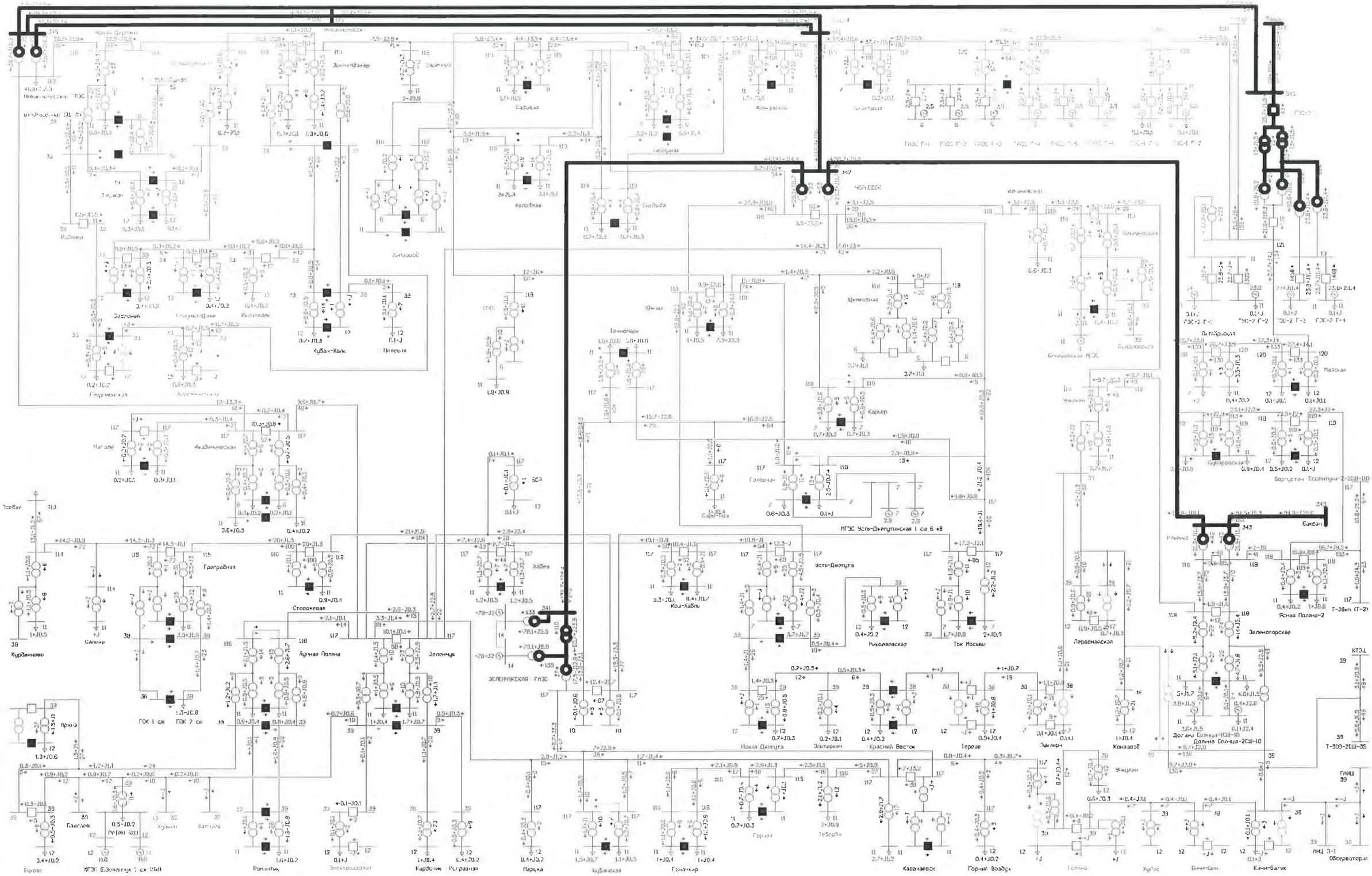
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 167

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Приложение Е-4.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2021 г. Нормальная схема.



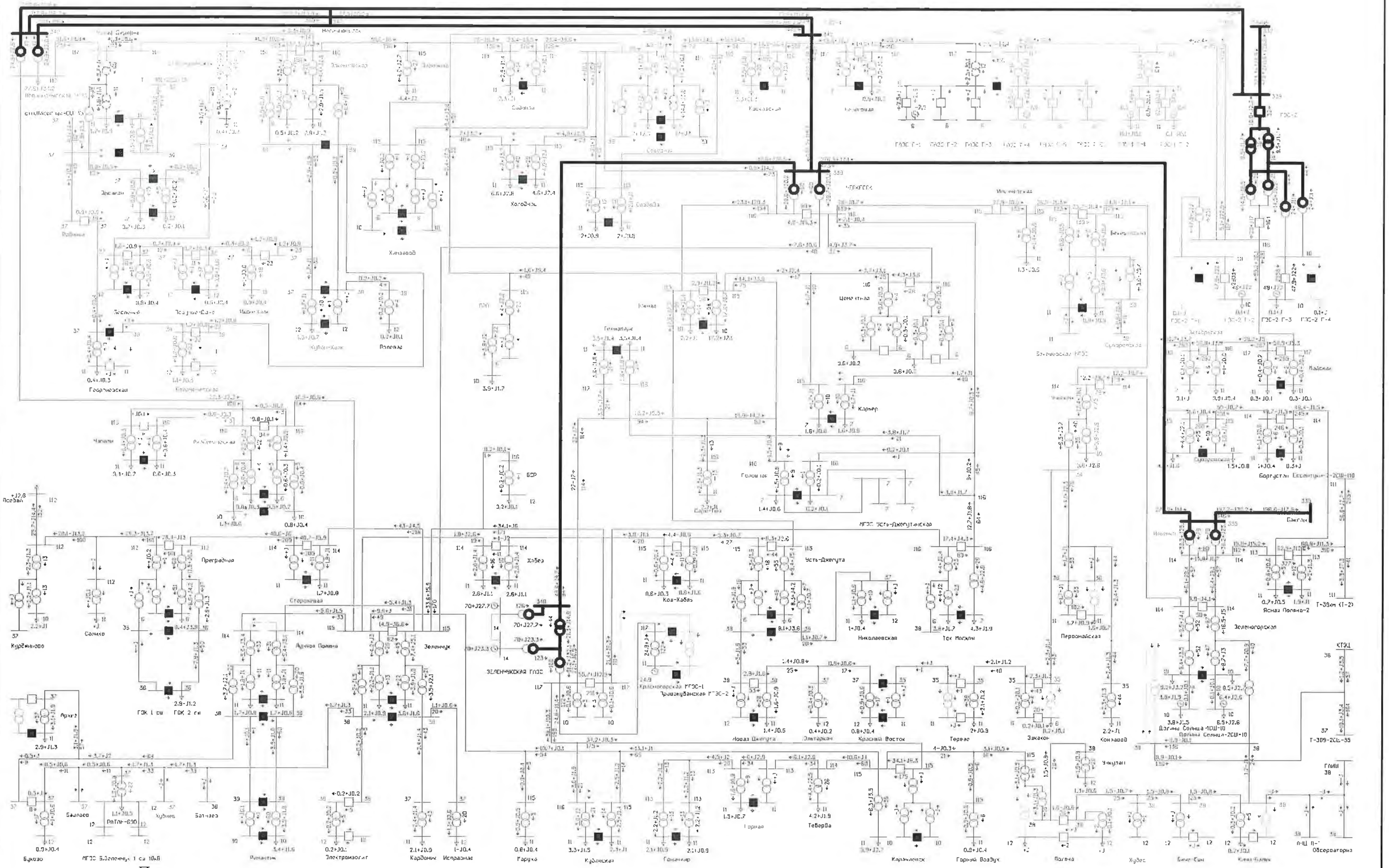
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 168

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Ж-1.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2022 г. Нормальная схема.



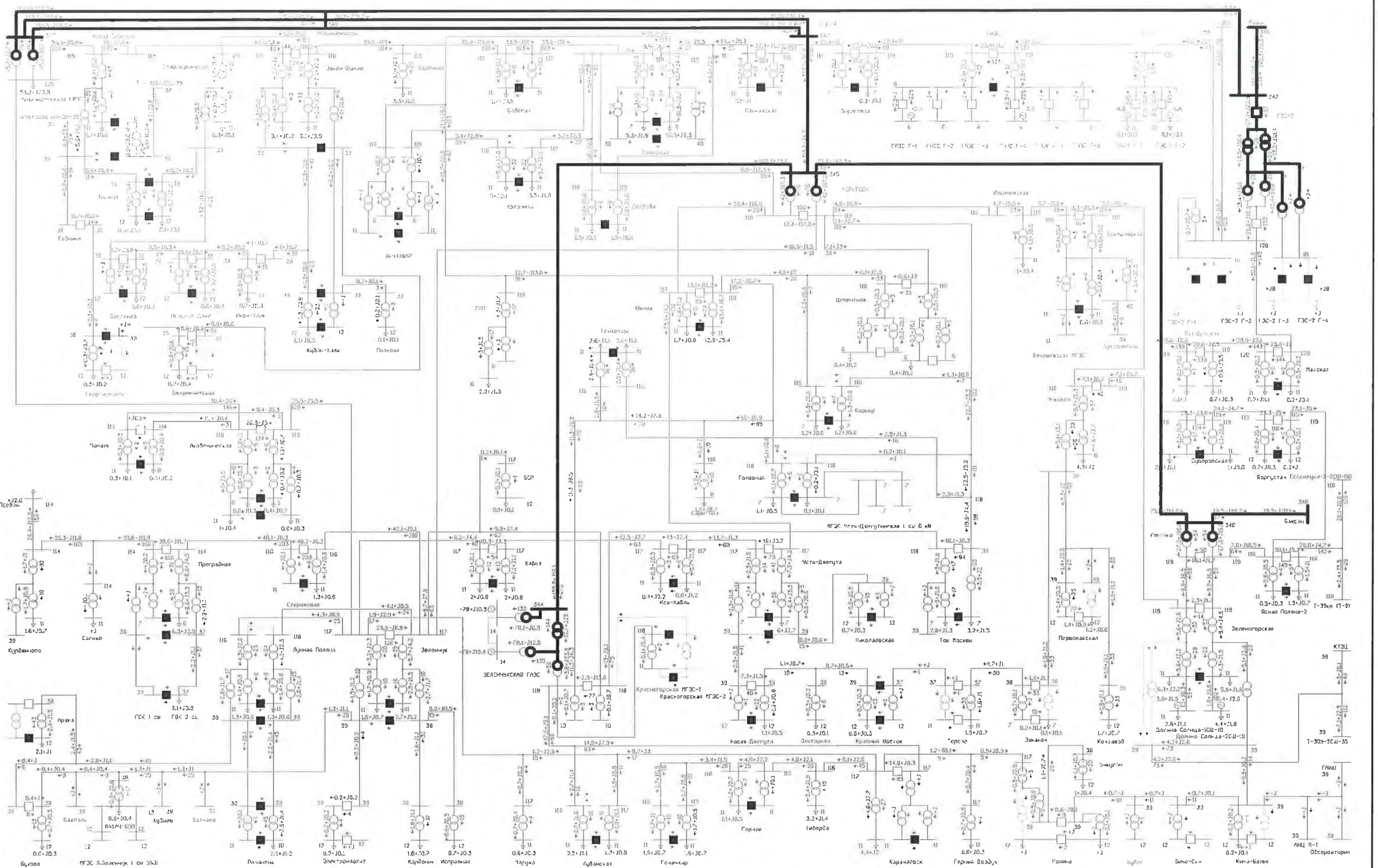
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 169

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Ж-2.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2022 г. Нормальная схема.



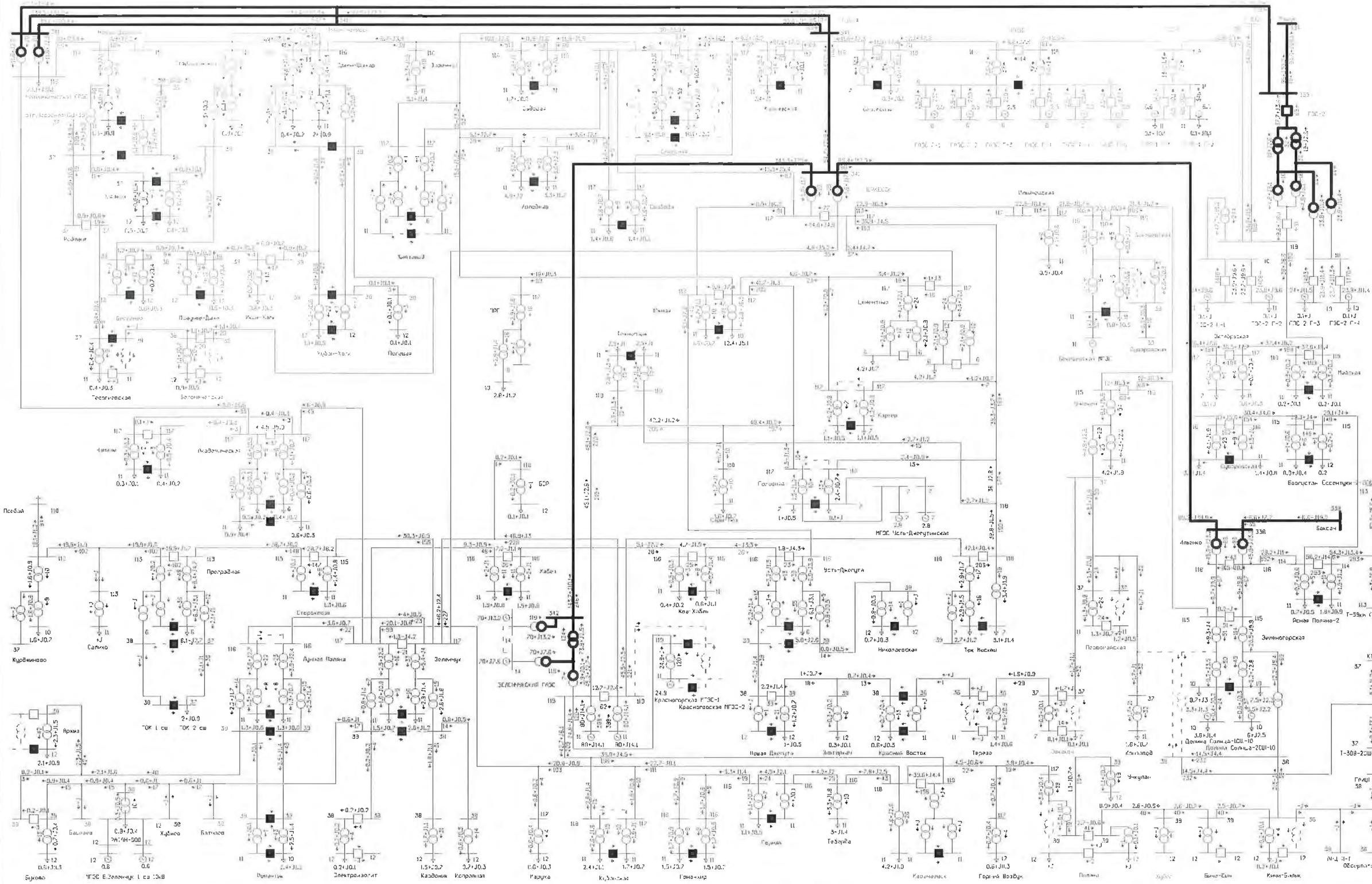
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 170

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение Ж-3.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2022 г. Нормальная схема.



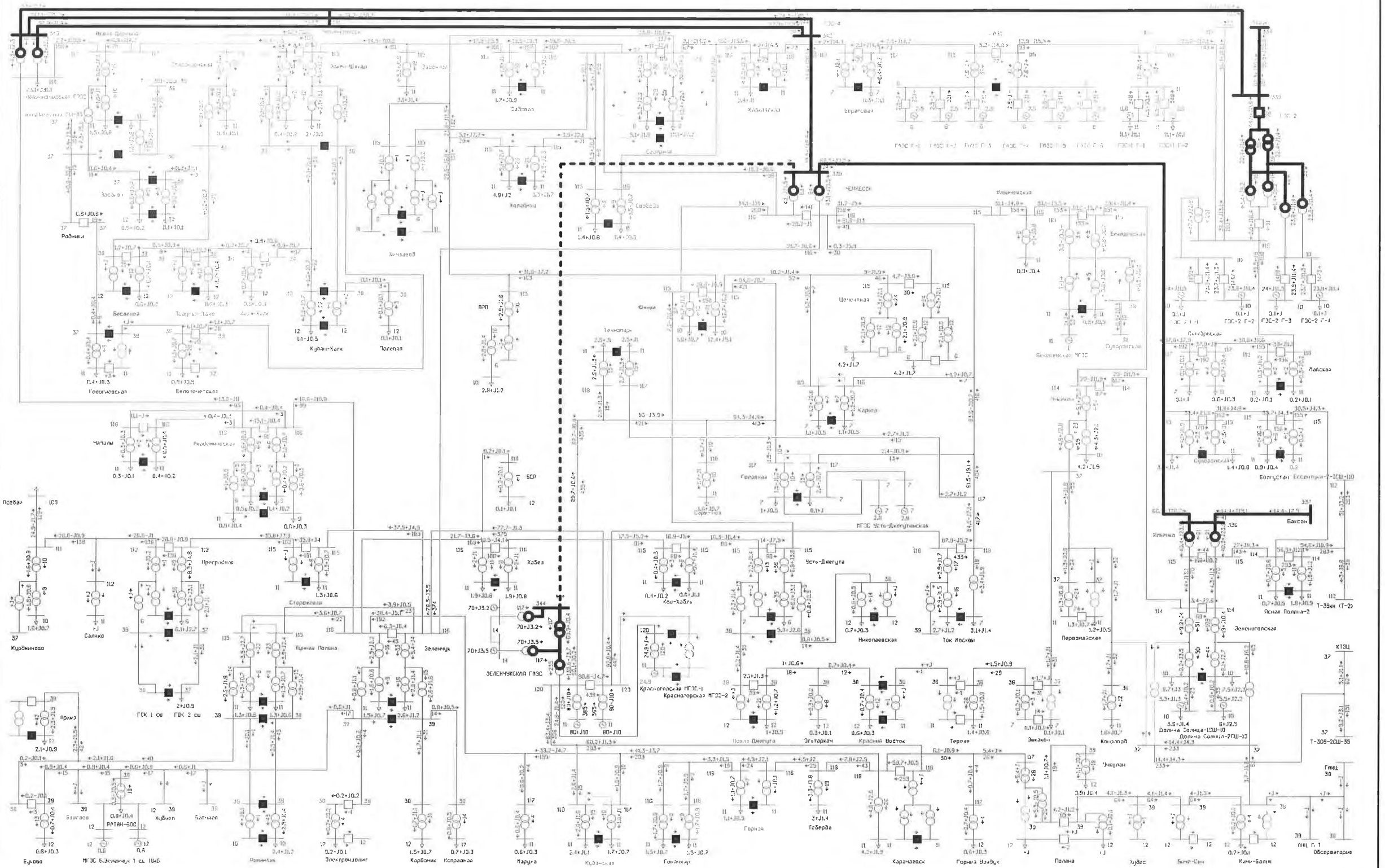
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

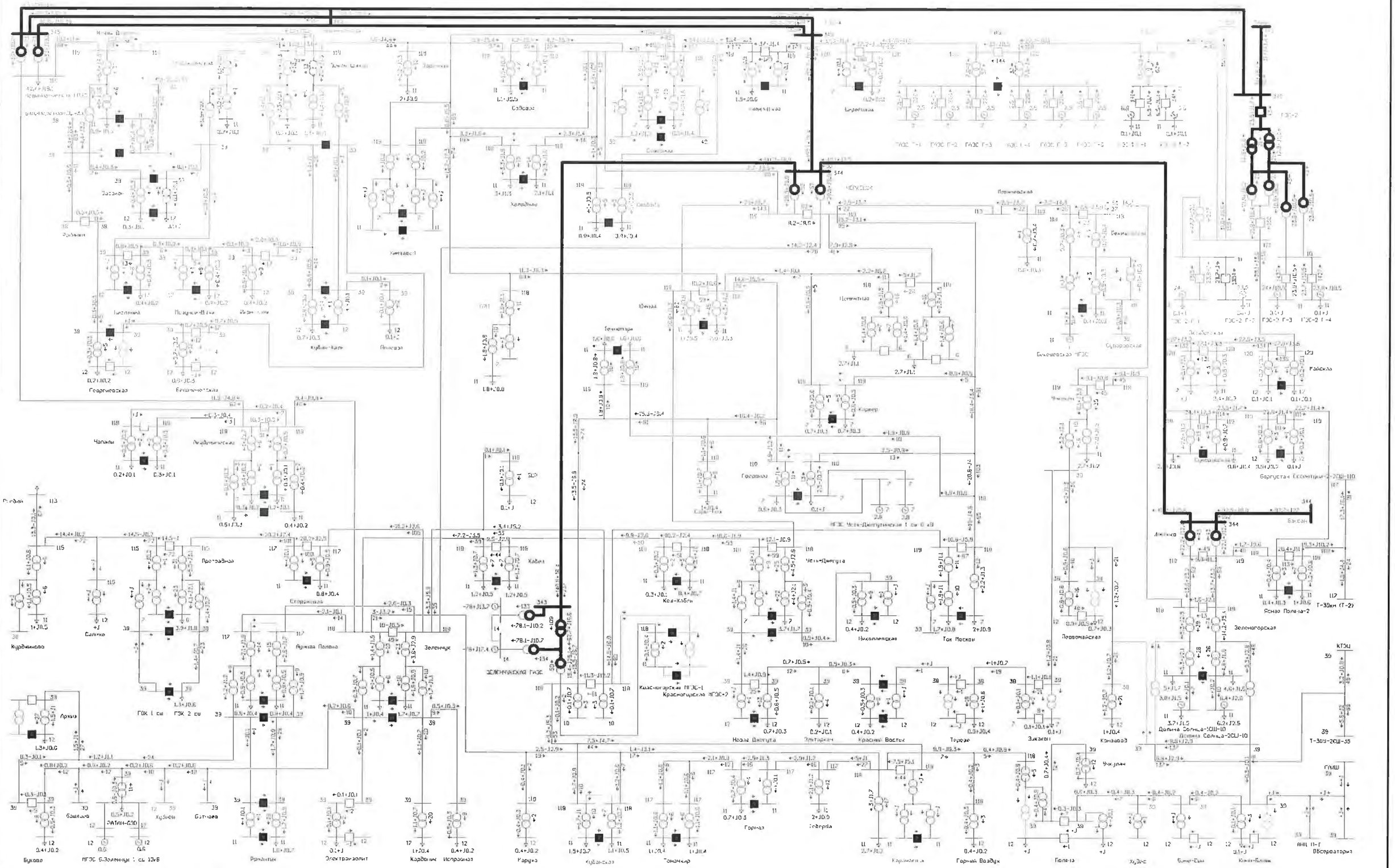
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 171

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

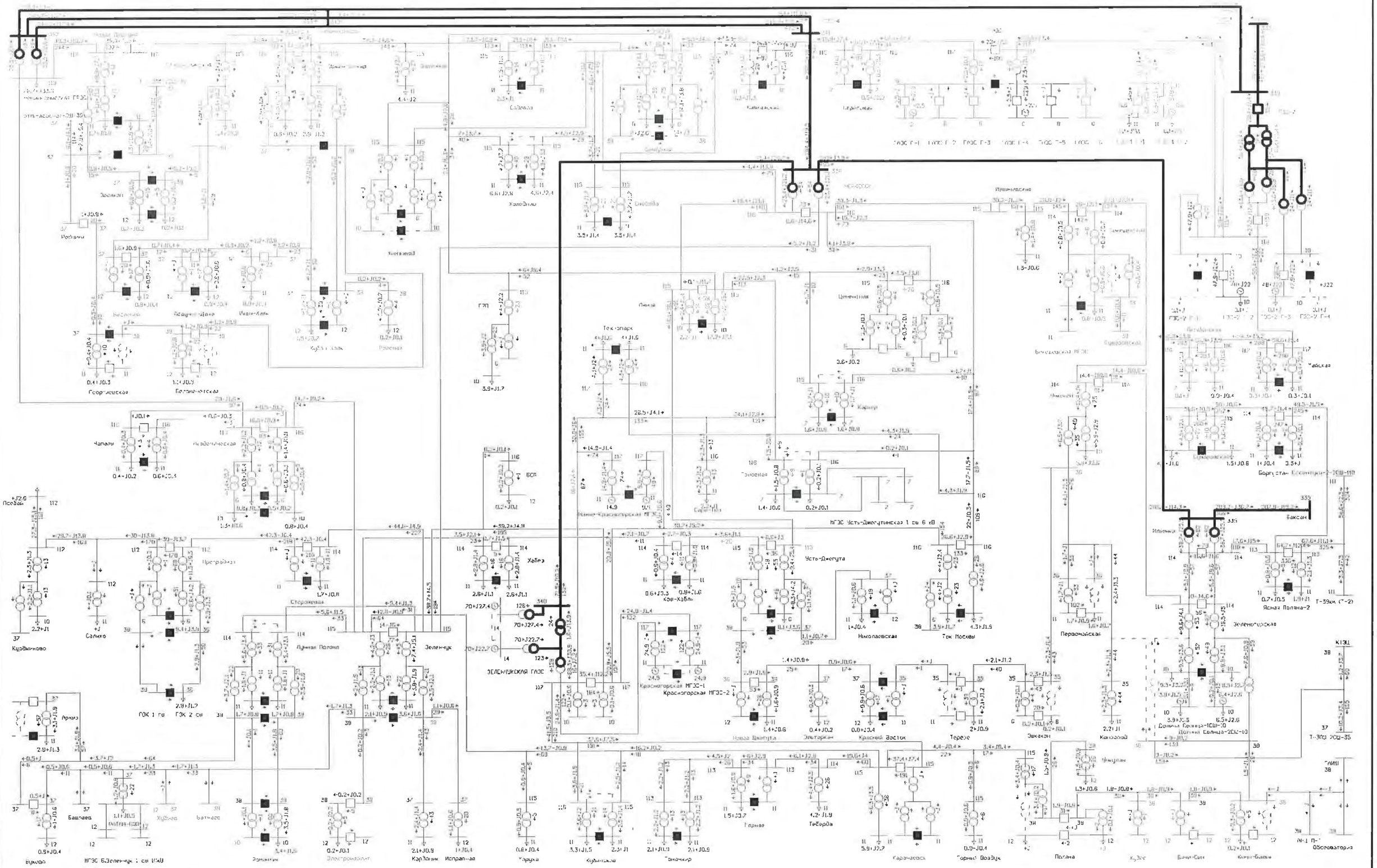
Приложение Ж-3.2 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2022 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.


ЧЕРКЕССК
ЗЕЛЕНЧУКСКАЯ ГАЭС
Хабез
Усть-Джегута
Красногорская МЭС-1
Красногорская МЭС-2
МЭС Усть-Джегутинская
Карачаевск
Зеленчук
Ставрополь
Баксан
Прохладный
Курджиново
Псебай
Чапаевская
Кубань-Хаса
Беломечетская
Георгиевская
Белореченская
Ростовская
Майкопская
Кавказская
Краснодарская
Тихорецкая
Сочинская
Адлерская
Лазаревская
Туапсинская
Джубга
Новороссийская
Геленджикская
Крымская
Абинская
Ахтырская
Славянская
Тимашевская
Динская
Ейская
Кореновская
Выселки
Усть-Лабинская
Лабинская
Отрадненская
Армавирская
Невинномысская
Ставропольская
Буденновская
Минераловодская
Кисловодская
Пятигорская
Ессентуки
Георгиевская
Изобильненская
Труновская
Курская
Шпаковская
Светлоградская
Благодарненская
Грачевская
Арзгирская
Степная
Моздокская
Прикумская
Буйнакская
Дагестанская
Махачкалинская
Каспийская
Избербашская
Кизлярская
Хасавюртовская
Аксайская
Ростовская
Донская
Гуковская
Шахтинская
Каменская
Волгодонская
Сальская
Зимовниковская
Пролетарская
Тацинская
Морозовская
Суворовская
Обливская
Миллеровская
Новошахтинская
Красносулинская
Гуково
Донецкая
Ростов-Дон
Таганрогская
Матвеево-Курганская
Неклиновская
Куйбышевская
Самарская
Ульяновская
Саратовская
Балаковская
Энгельсская
Волжская
Заволжская
Красноармейская
Вольская
Балашовская
Ртищевская
Аткарская
Пензенская
Кузнецкая
Сердобская
Каменская
Белинская
Нижнеломовская
Заречная
Кировская
Нововятская
Оричевская
Котельничская
Яранская
Советская
Нолинская
Омутнинская
Вятскополянская
Малмыжская
Кильмезская
Уржумская
Арбажская
Зуевская
Оршанская
Мамадышская
Нижнекамская
Заинская
Альметьевская
Бугульминская
Елабужская
Набережные Челны
Менделеевская
Азнакаевская
Бавлинская
Ютазинская
Лениногорская
Чистопольская
Кукморская
Сарапульская
Можгинская
Воткинская
Ижевская
Глазовская
Игринская
Завьяловская
Сарапульская
Камбар

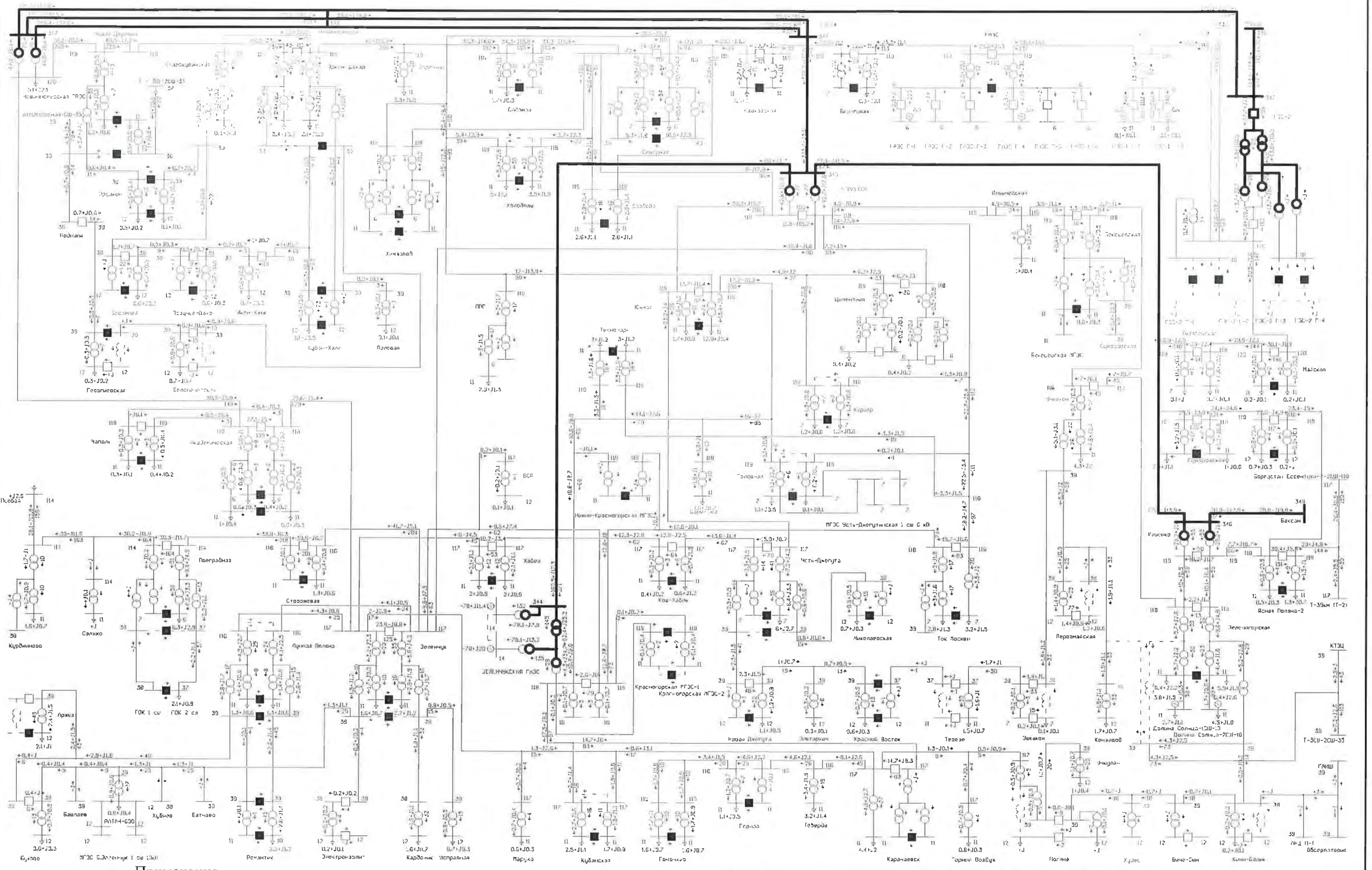
Приложение Ж-4.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2022 г. Нормальная схема.


Георгиевская
Беломечетская
Чапаевская
Первомайская
Курджиново
Салихо
Архыз
Букова
Башиловская
Ортабаш-600
Хубиево
Батчаево
Красногорская
Аджиево
Зеленчук
ГЭК 1 сш
ГЭК 2 сш
Кубино-Карт
Ляпсара
Кавказская
Кавказ
Хабезь
Кош-Хабль
Красногорская ПГЭС-1
Красногорская ПГЭС-2
Усть-Джегута
Джегута
Николаевская
Ток Москвы
Новая Джегута
Эльтаркач
Красный Восток
Терезе
Эркакон
Канавай
Первомайская
Сторожевая
Кубанская
Горная
Северная
Карачаевск
Горный Воздух
Голота
Учкулан
Хубэс
Кичи-Балык
Обсерватория
Зеленчукская ГЭС
Красногорская ПГЭС-1
Красногорская ПГЭС-2
Черкесск
Барсучья
Барсучья-Черкесская-2-2СШ-110
Ясная Поляна-2
Т-30км (Т-2)
Т-30км-2СШ-35
Долина Солнца-1СШ-10
Долина Солнца-2СШ-10
КТЭЦ
ГЭЗШ
Бассан
Гайская
Беломечетская ПГЭС
Сторожевая
Кубанская
Горная
Северная
Карачаевская
Горный Воздух
Голота
Учкулан
Хубэс
Кичи-Балык
Обсерватория
Ток Москвы
Эркакон
Канавай
Терезе
Красный Восток
Эльтаркач
Новая Джегута
Николаевская
Усть-Джегута
Кош-Хабль
Кавказская
Хабезь
Зеленчук
Аджиево
Ясная Поляна-2
Зеленогорская
Первомайская
Сторожевая
Курджиново
Салихо
Архыз
Букова
Башиловская
Ортабаш-600
Хубиево
Батчаево
Красногорская
Аджиево
Зеленчук
ГЭК 1 сш
ГЭК 2 сш
Кубино-Карт
Ляпсара
Георгиевская
Беломечетская
Чапаевская
Первомайская
Барсучья
Барсучья-Черкесская-2-2СШ-110
Гайская
Бассан
Черкесск
Зеленчукская ГЭС
Красногорская ПГЭС-1
Красногорская ПГЭС-2

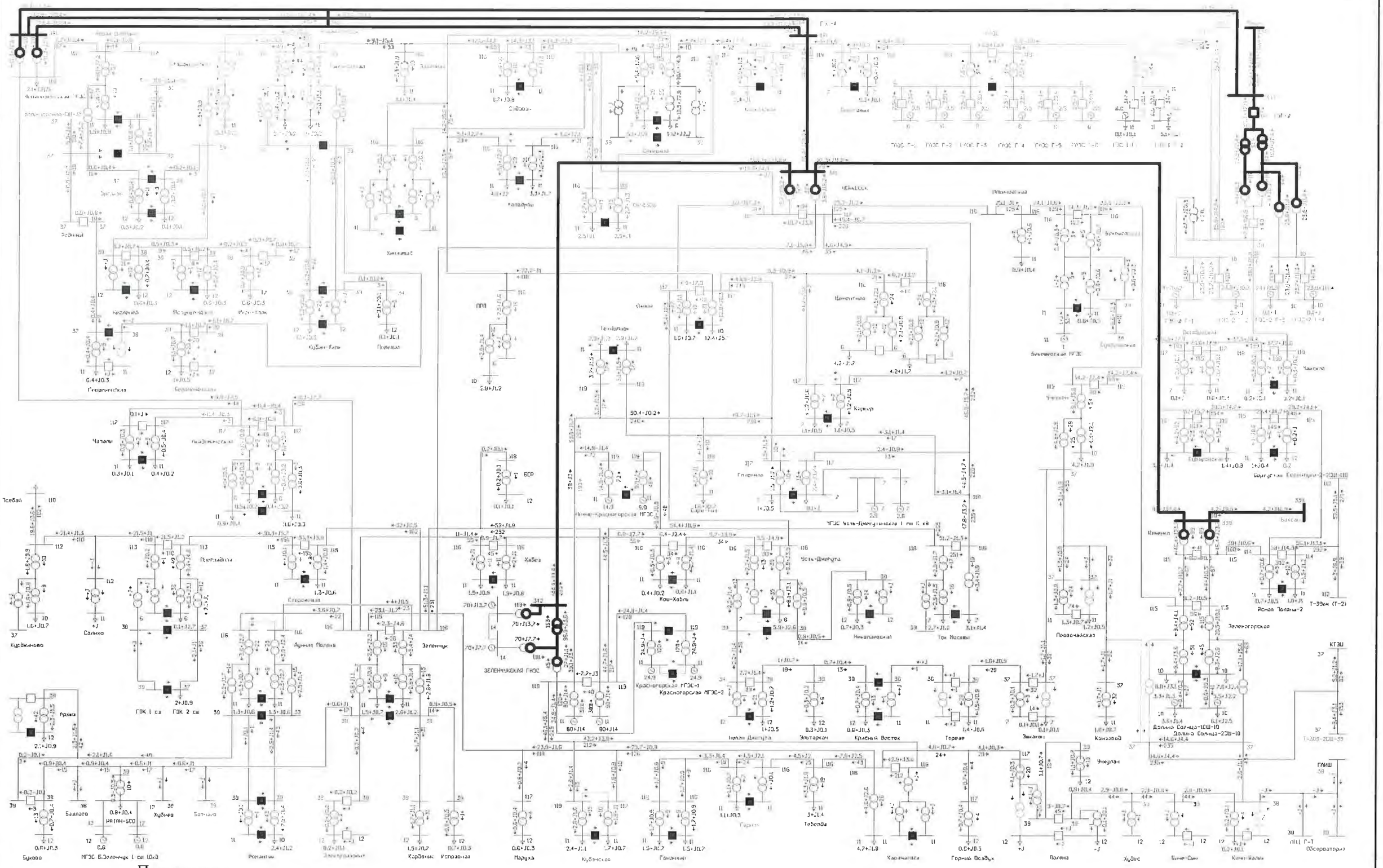
Приложение 3-1.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2023 г. Нормальная схема.


Эльбрусская
Баксанская
Прохладненская
Черекская
Нальчикская
Тырныаузская
Прохладная
Баксан
Нальчик
Прохладный
Тырныауз
Черек
Эльбрус
Кенже
Залукокоаже
Псыгансу
Псыгансу-2
Кенже-2
Залукокоаже-2
Эльбрус-2
Тырныауз-2
Баксан-2
Прохладный-2
Нальчик-2
Черек-2
Прохладная-2
Баксанская-2
Прохладненская-2
Черекская-2
Нальчикская-2
Тырныаузская-2
Эльбрусская-2
Кенже-2 ГЭС-2
Залукокоаже-2 ГЭС-2
Псыгансу-2 ГЭС-2
Эльбрус-2 ГЭС-2
Тырныауз-2 ГЭС-2
Баксан-2 ГЭС-2
Прохладный-2 ГЭС-2
Нальчик-2 ГЭС-2
Черек-2 ГЭС-2
Прохладная-2 ГЭС-2
Баксанская-2 ГЭС-2
Прохладненская-2 ГЭС-2
Черекская-2 ГЭС-2
Нальчикская-2 ГЭС-2
Тырныаузская-2 ГЭС-2
Эльбрусская-2 ГЭС

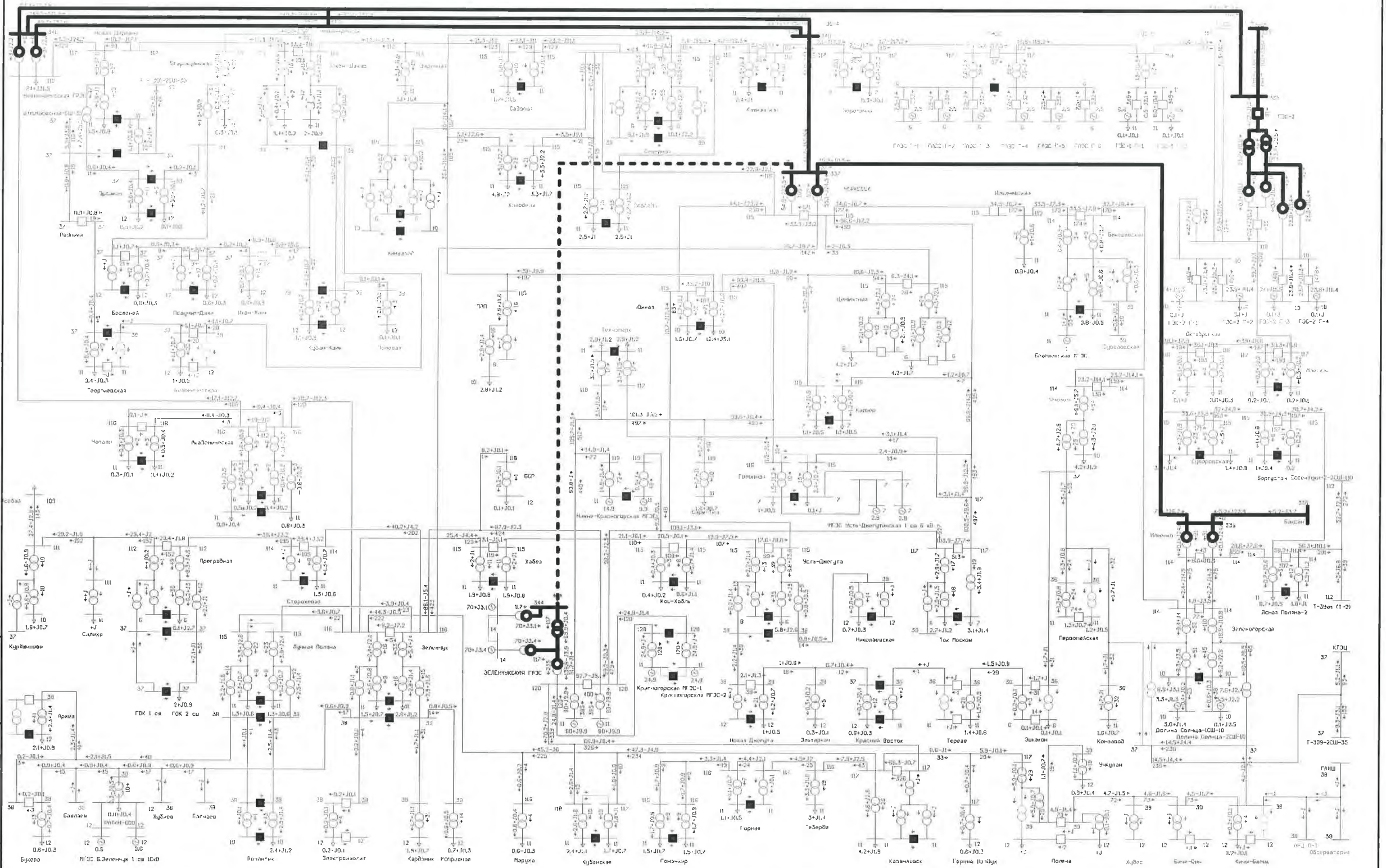
Приложение 3-2.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2023 г. Нормальная схема.



Приложение 3-3.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2023г. Нормальная схема.



Приложение 3-3.2 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2023 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. Перегрузка отходящих от ГАЭС ВЛ 110 кВ.



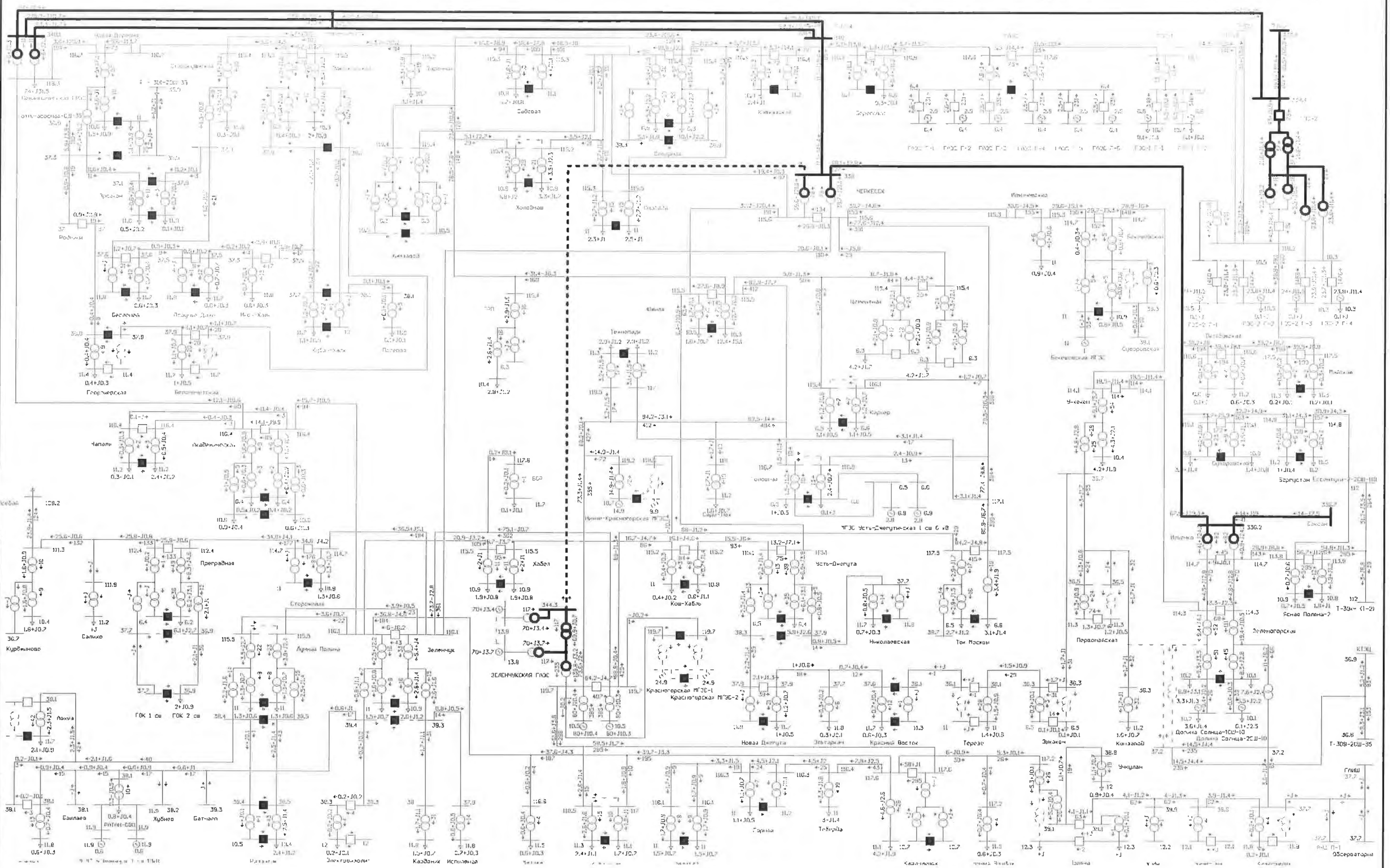
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 177

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение З-3.2.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2023 г. Ремонт ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск и ограничение Красногорских МГЭС -1,2 и Нижне-Красногорской МГЭС на 60 МВт



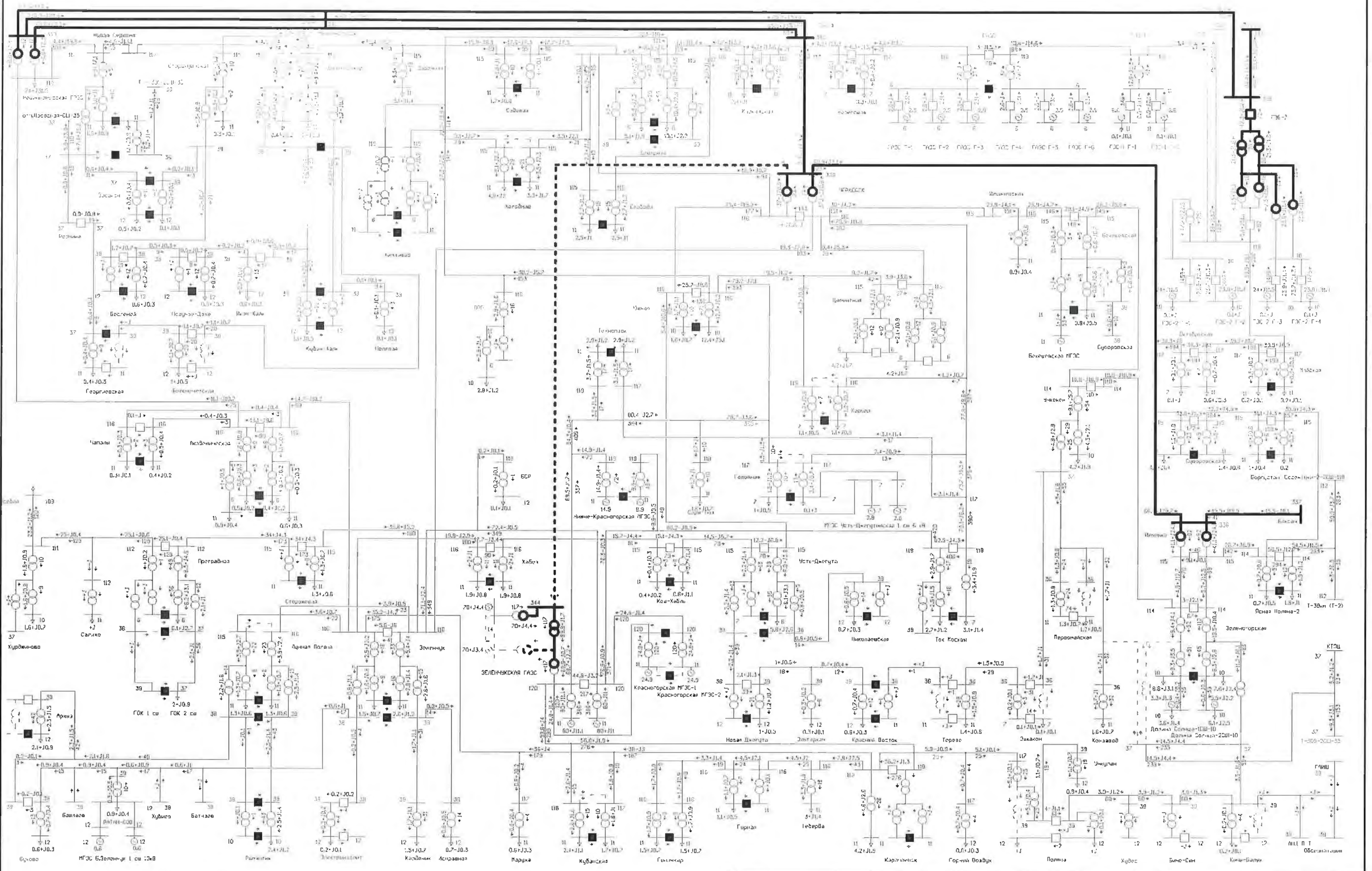
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 178

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение 3-3.2.2 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2023 г. Ремонт ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск и отключен Г-3 на Зеленчукской ГАЭС



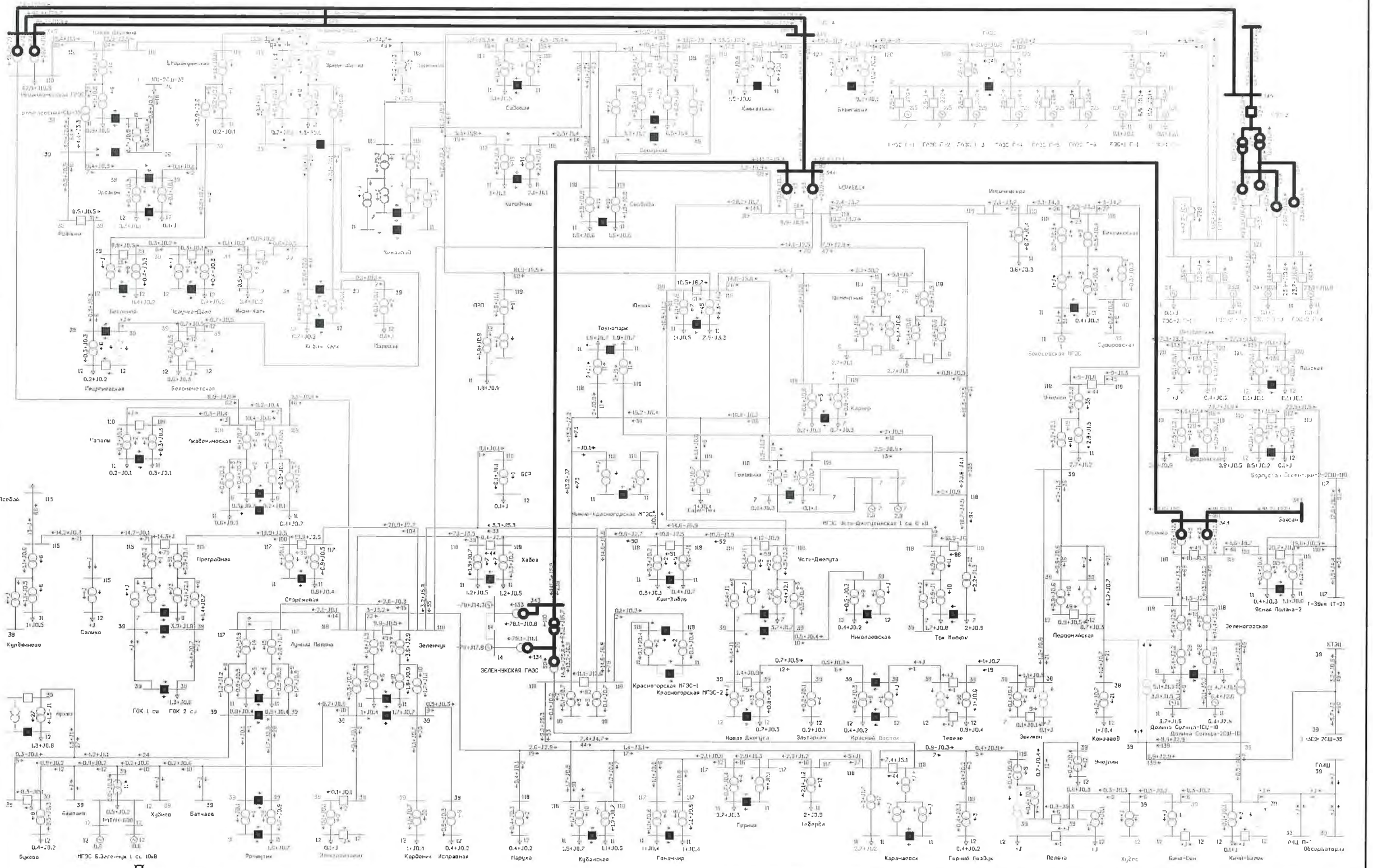
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 179

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение 3-4.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2023 г. Нормальная схема.



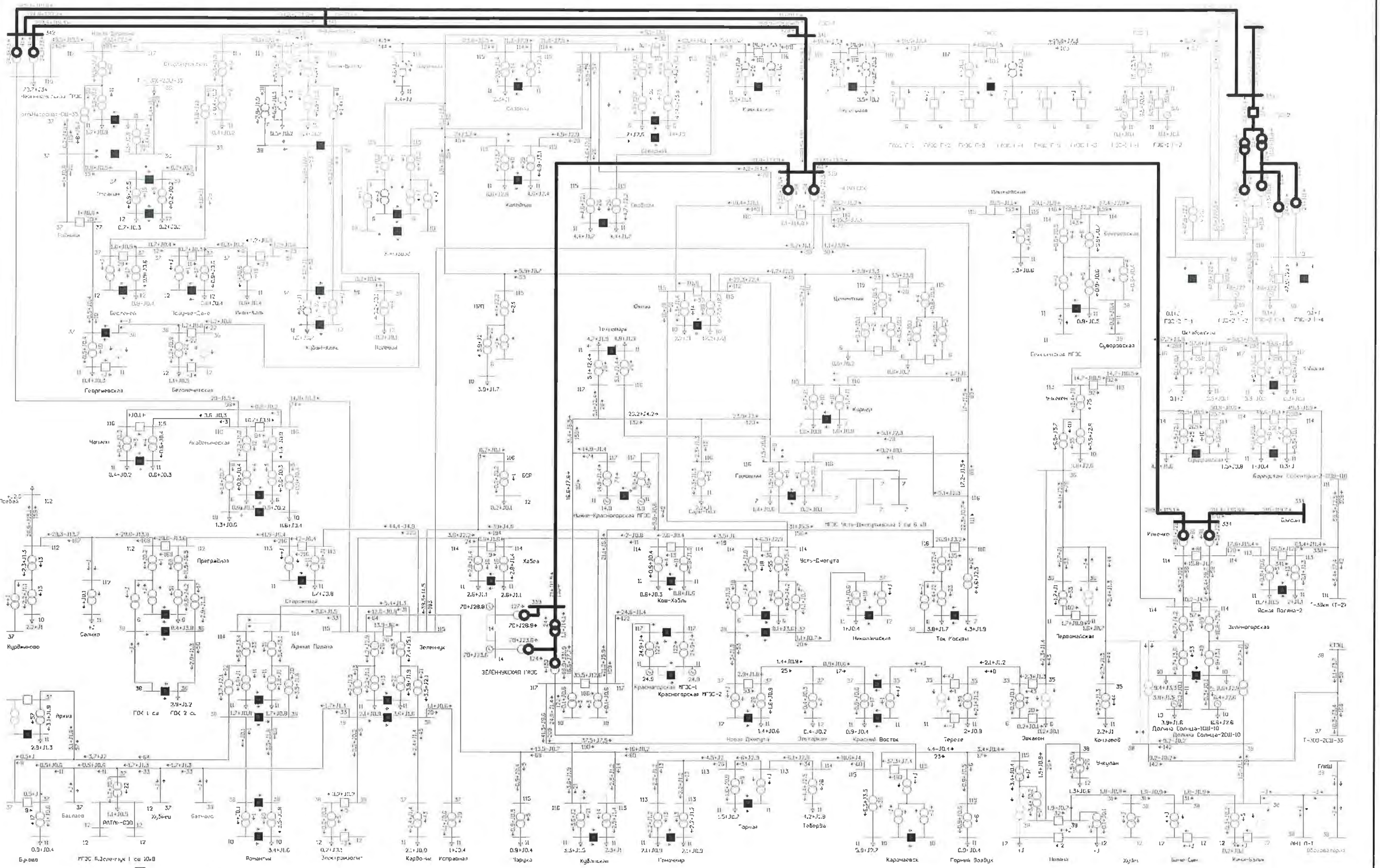
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

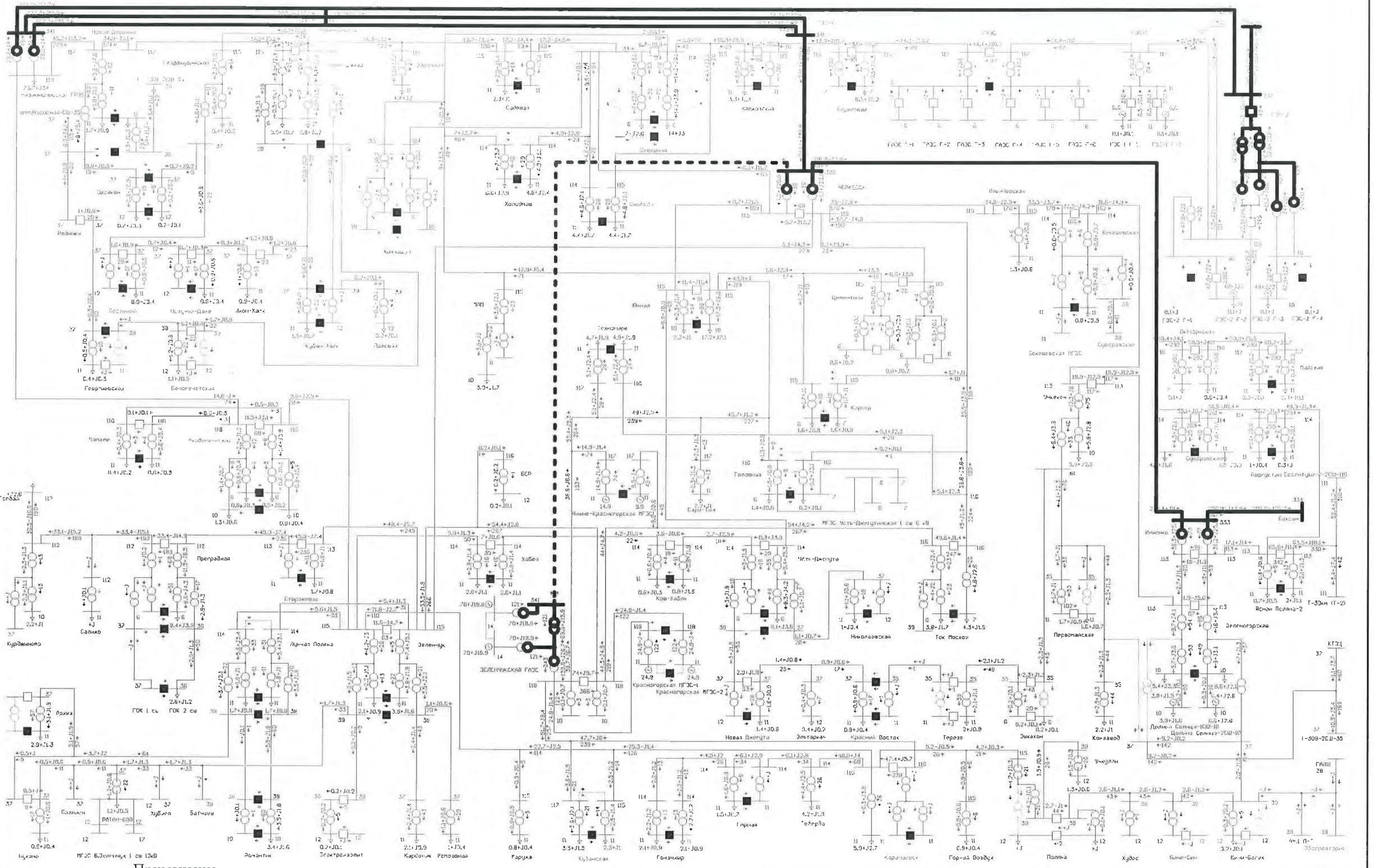
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 180

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

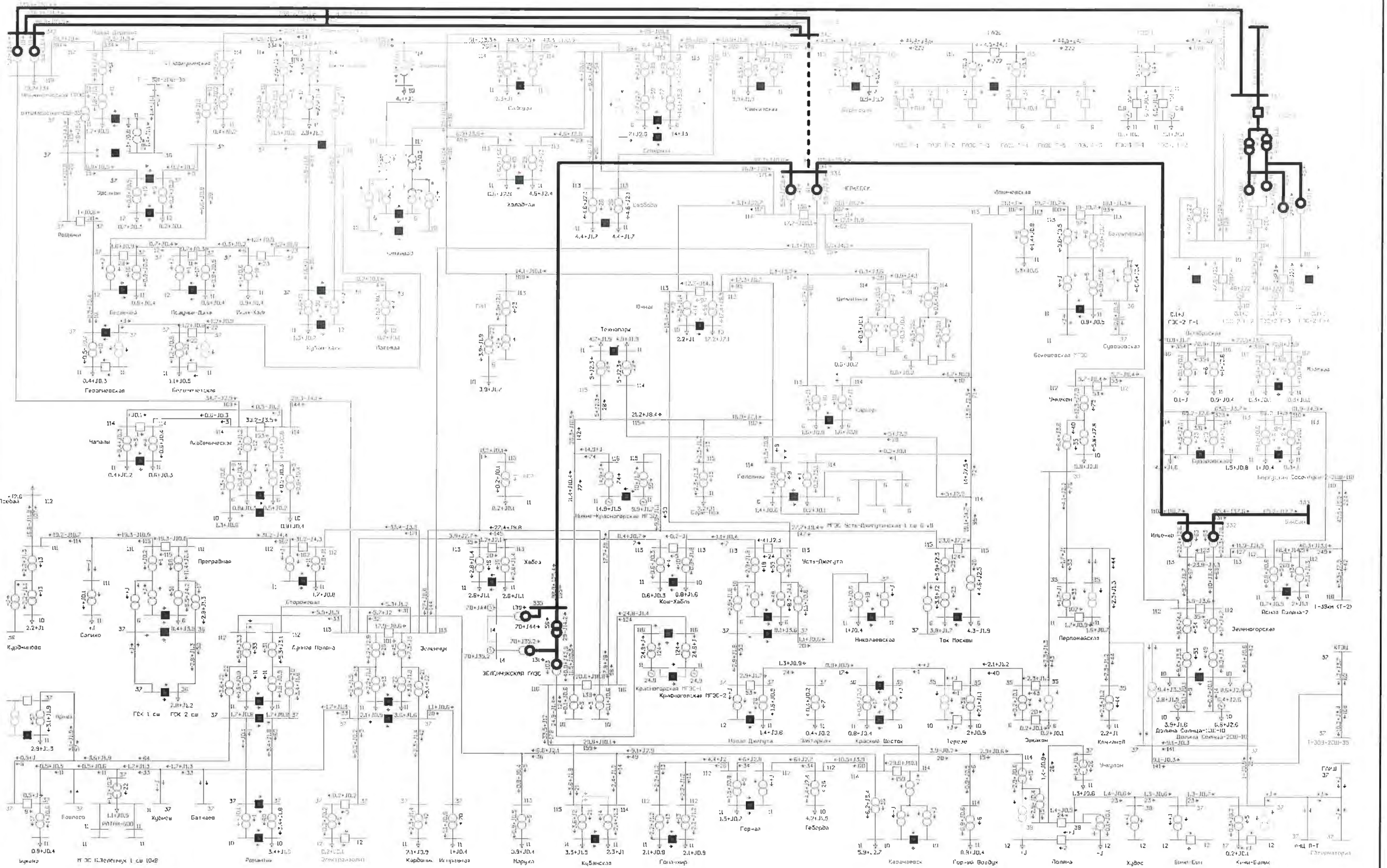
Приложение И-1.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Нормальная схема.


Беслан
Георгиевская
Белореченская
Чапаевская
Академическая
Прогресс
Ударная
Курджиново
Солнечная
Архыз
Баллата
Хубиево
Батыево
Буково
МГЭС Б.Зеленчук I ст
Романтик
Электрозаводская
Карабаш
Исправная
Первая
Хабез
Ново-Хабль
Адыге-Хабль
Зеленчук
ЗЕЛЕНЧУКСКАЯ ГЭС
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
Усть-Джегута
Николаевская
Ток Росвы
Новая Джегута
Эльтаркач
Красный Восток
Терезе
Эркакон
Суворовская
Кавказская МГЭС
Первомайская
Кюзюмов
Учкулан
Ударная
Ключевая
Ясная Поляна-2
Зеленогорская
Долина Солнца-1СШ-10
Долина Солнца-2СШ-10
Гиш
Чирюрт
Кубанская
Гюнхидр
Гюнхидр
Гюнхидр

Приложение И-1.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.


Черкесская
Зеленчукская ГАЭС
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
Усть-Джегутинская
Хабез
Кубанская
Гончарка
Карачаевск
Горный Воздух
Полюстрово
Кубань
Ставропольская
Невинномысская ГРЭС
Прикумская
Курсавка
Ингушская
Сунженская
Моздокская
Беслан
Ардонская
Эльхотово
Бекешевская
Бекешевская МГЭС
Суворовская
Ижевская
Ессентуки
Ессентукская
Кисловодская
Минеральные Воды
Минераловодская
Георгиевская
Белогорская
Пятигорская
Лермонтовская
Ессентуки-330
Ессентуки-220
Ессентуки-110
Ессентуки-35
Ессентуки-10
Ессентуки-6
Ессентуки-0,4
Ессентуки-0,23
Ессентуки-0,69
Ессентуки-0,66
Ессентуки-0,38

Приложение И-1.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.



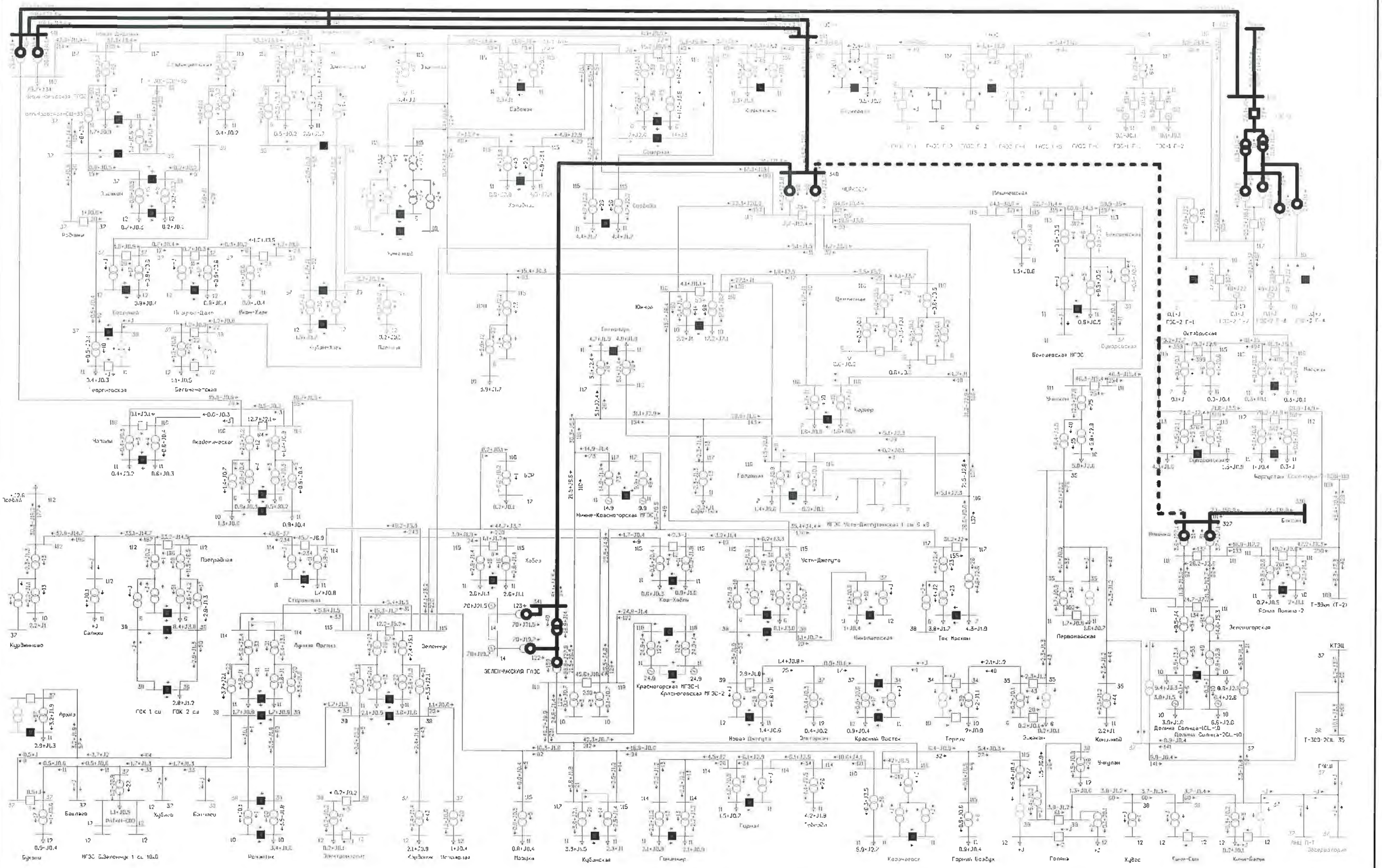
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

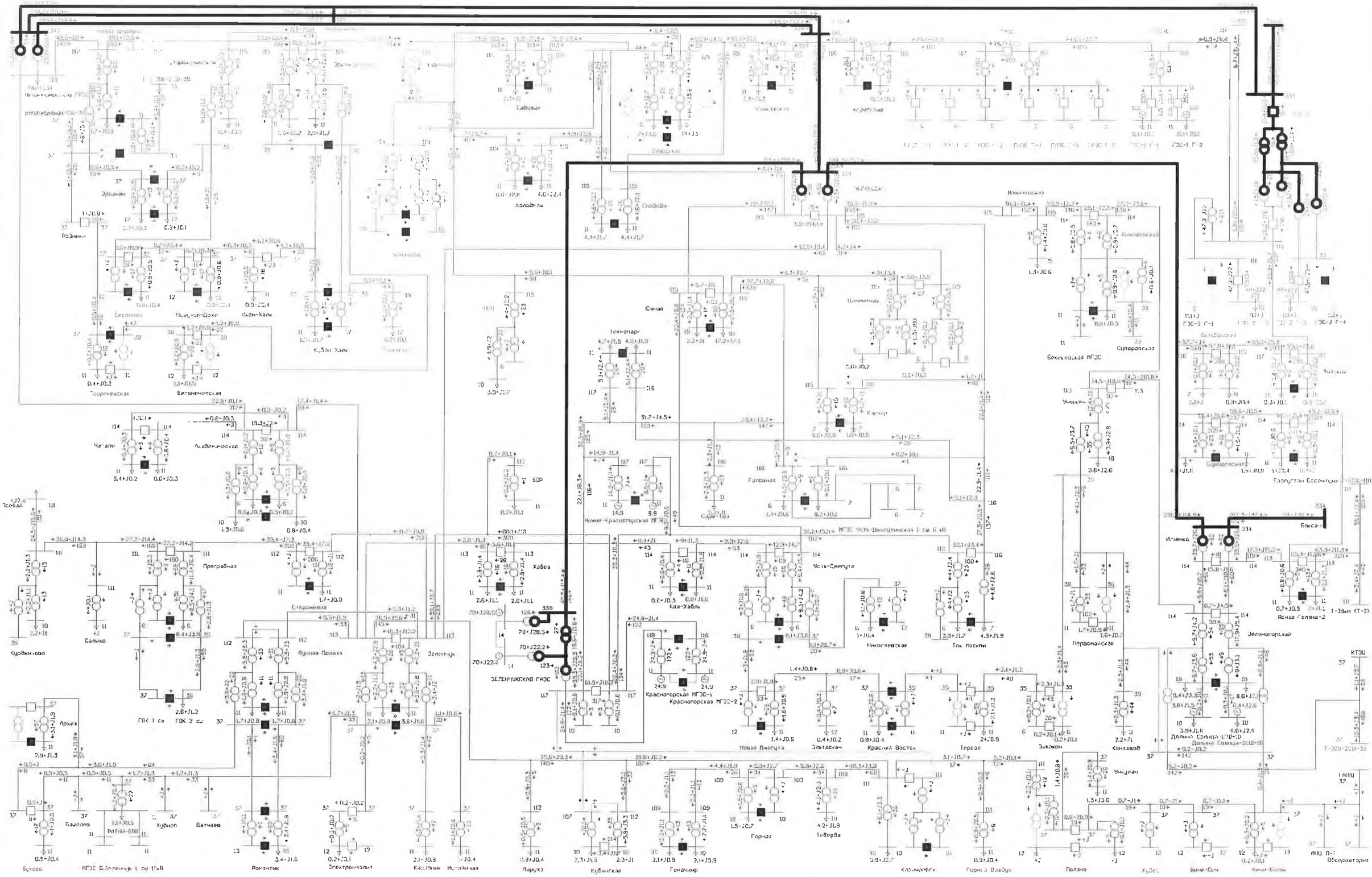
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 183

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

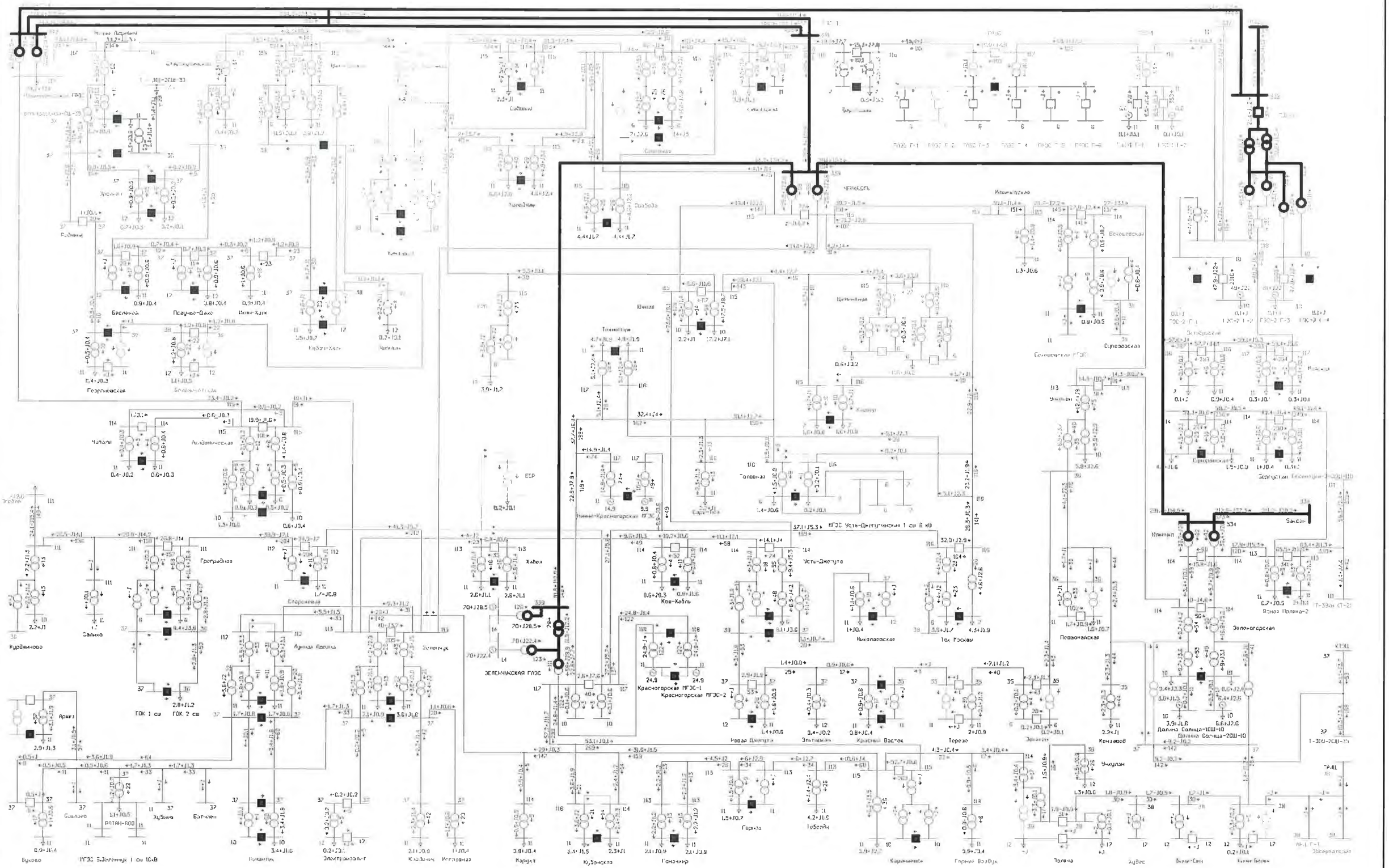
Приложение И-1.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена ВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко.


Ильенко
Черкесск
Зеленчукская ГЭС
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
Усть-Джегута
Новая Джегута
Юничар
Кубанская
Хубиев
Бекешевская ПГЭС
Октябрьская
Зеленчукская
Первомайская
Кавказская
Карачаевск
Учкулан
Голубая
Гарабаши
Кумыш
Кяфар-Кая
Эльбрусская
Курджиново
Энергетическая
Беговая
Ударная
Ударная-330
Ударная-110
Ударная-35
Ударная-10
Ударная-6
Ударная-0,4
Ударная-0,23
Ударная-0,69
Ударная-0,4
Ударная-0,23
Ударная-0,69
Ударная-0,4
Ударная-0,23
Ударная-0,69

Приложение И-1.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-31)


Зеленчукская ГАЭС
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
Бекешевская МГЭС
Усть-Джегута
Хабез
Кардоникская
Кубанская
Горная
Тебердинская
Романтик
Электроизолит
Маруха
Эльтаркач
Красный Восток
Теберда
Домбай
Архыз
Зеленчукская
Ясная Поляна
Первомайская
Ясная Поляна-2
Ясная Поляна-220-ПС
Ясная Поляна-330-ПС
Ясная Поляна-500-ПС
Ясная Поляна-750-ПС
Ясная Поляна-1150-ПС
Ясная Поляна-2-330-ПС
Ясная Поляна-2-500-ПС
Ясная Поляна-2-750-ПС
Ясная Поляна-2

Приложение И-1.6. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на ПС БСР (Л-144)



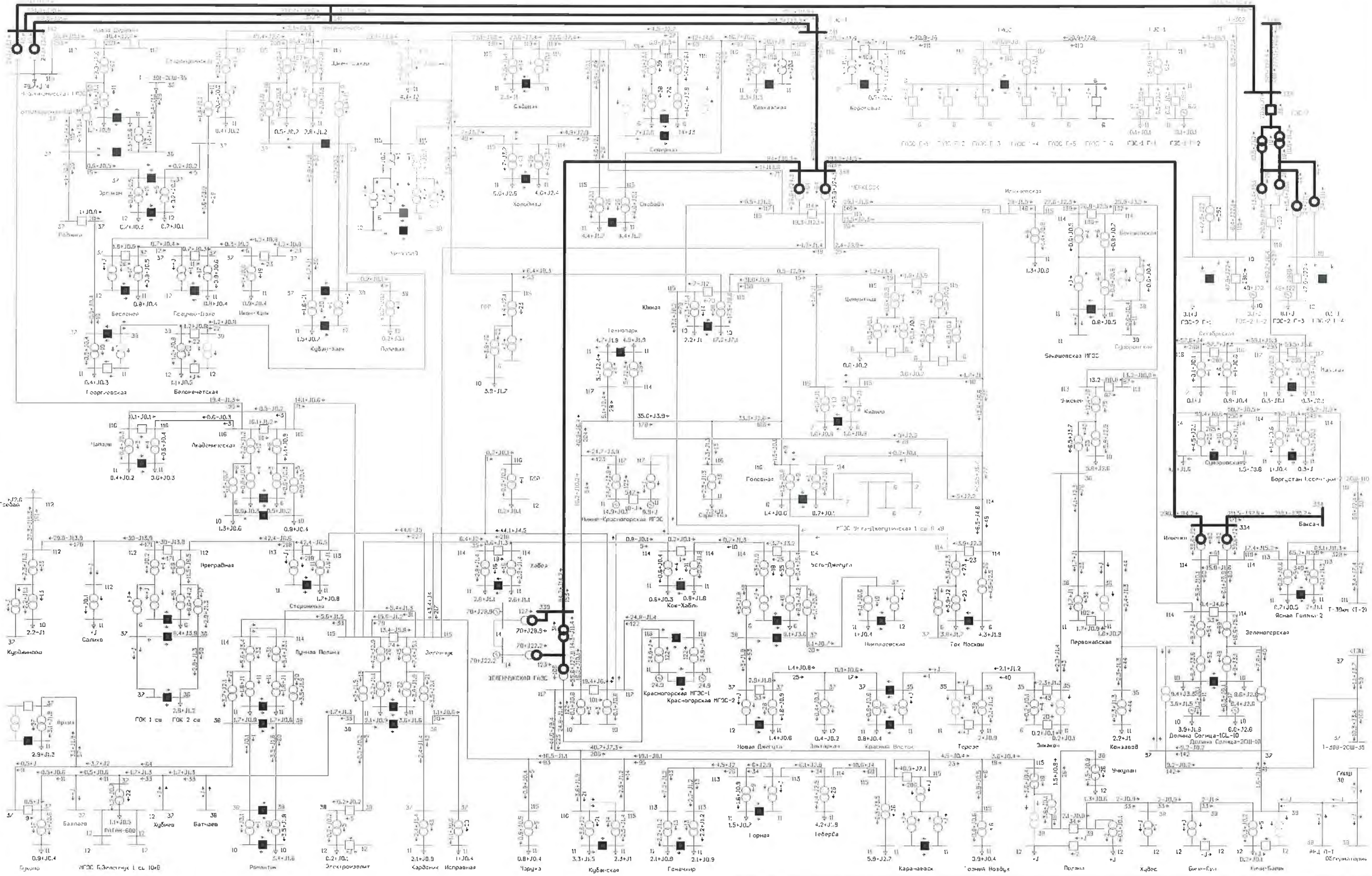
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

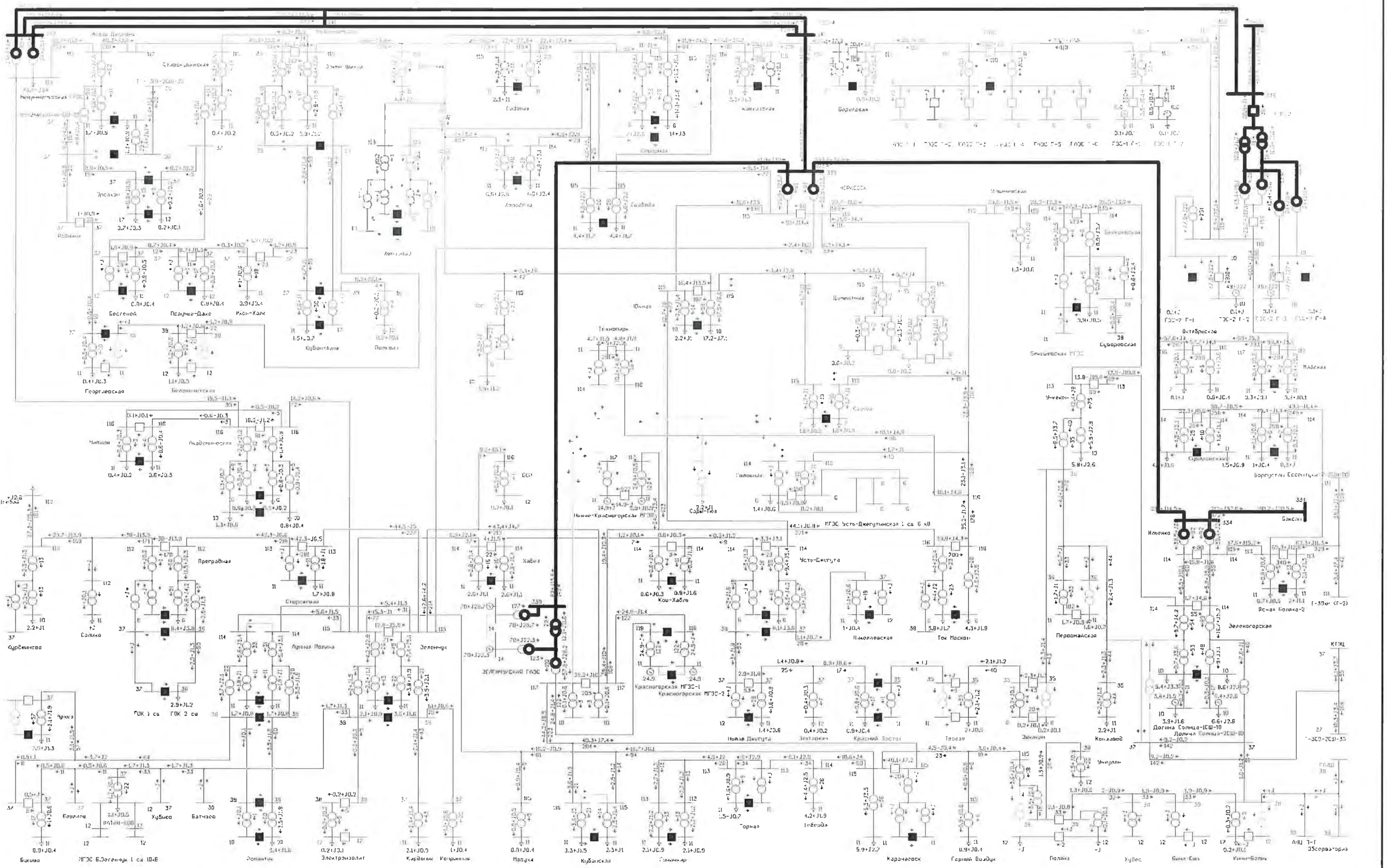
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 186

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-1.7. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена ВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143)


Эрлиан
Беслан
Псауче-Дахе
Кубань-Хаке
Георгиевская
Белореченская
Цаллаг
Академическая
Преградная
Стеркоянюк
Курджиновская
Солнце
ГОК 1 сш
ГОК 2 сш
Прикум
Зеленчук
Зеленчукская ГЭС
Хабез
Ставрополь
Южная
Технопарк
Центральная
Кизляр
Ново-Дагестанская
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
Ново-Дагестанская
Восточная
Терская
Элькон
Ульяновск
Первомайская
Кочубей
Зеленчукская ГЭС
Заря
Ясная Поляна
Ессентуки
Кисловодск
Курорт
Солнечная
Ессентуки
Пятигорск
Минеральные Воды
Минеральные Воды
Минеральные Воды

Приложение И-1.8. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Отключена ВЛ 110кВ Зеленчукская ГЭС – Южная с отпайками (Л-042)



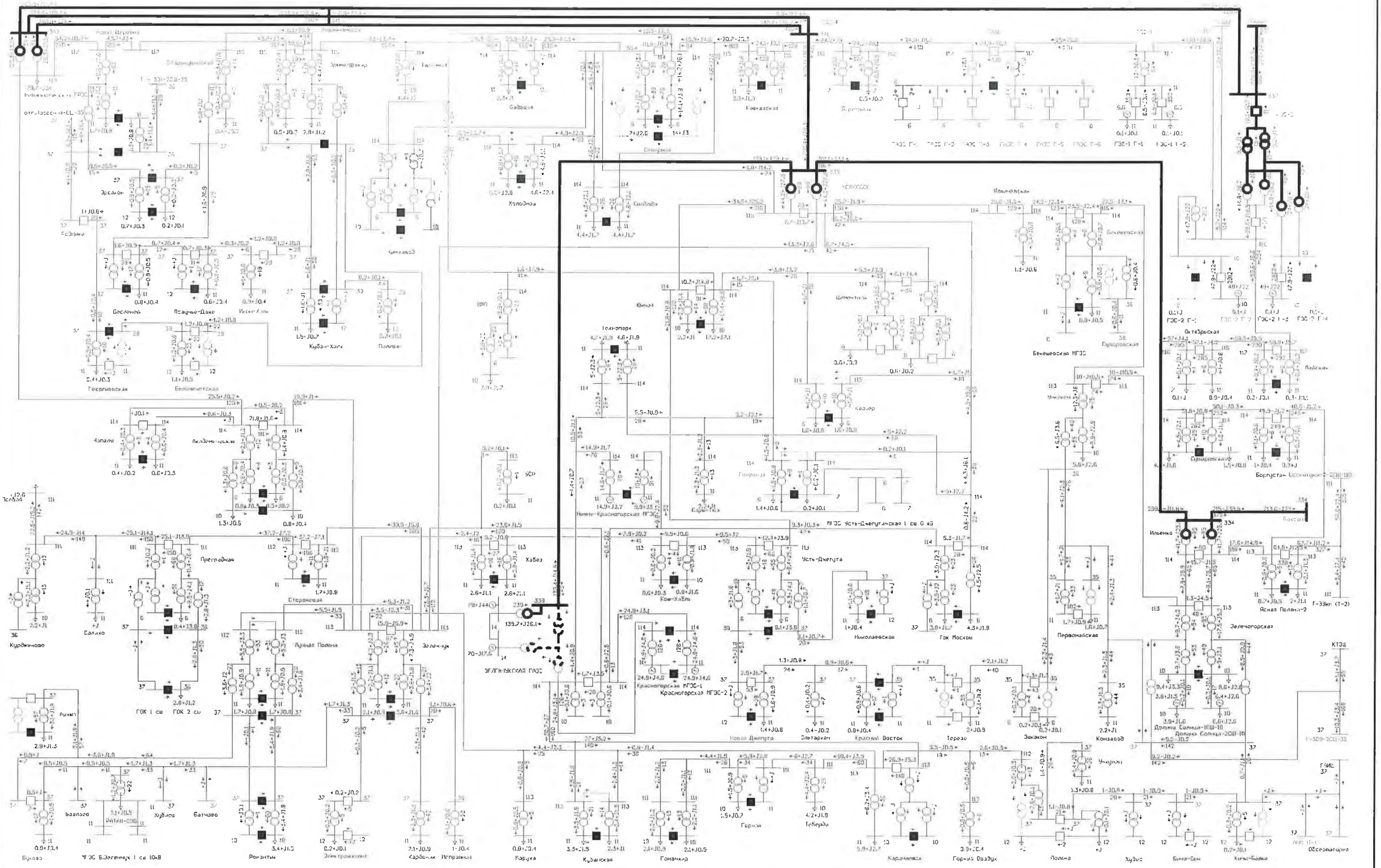
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

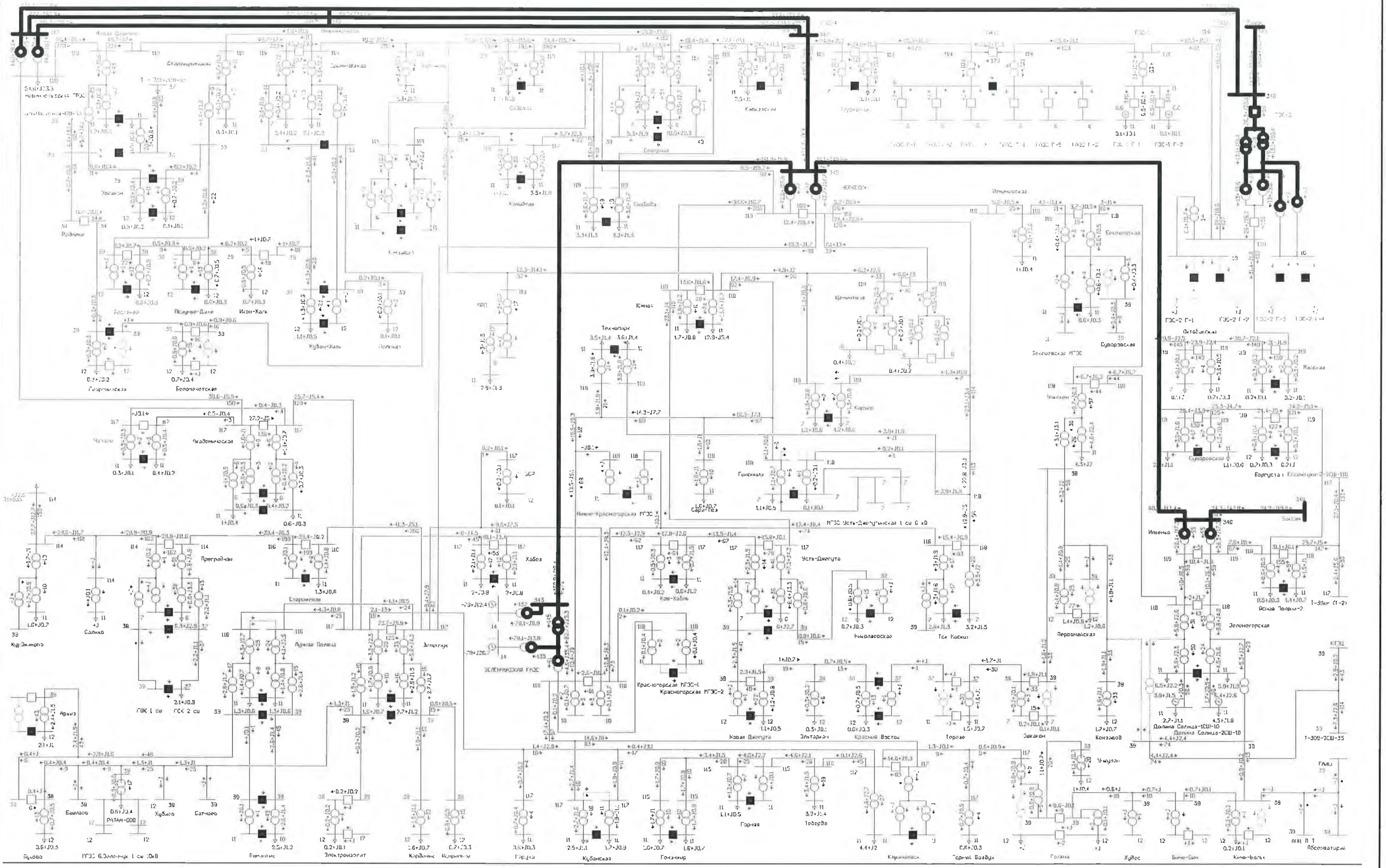
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 188

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-1.9. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний максимум нагрузок 2024г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. Выдача мощности Г-3 и Г-4 3 ГАЭС через Т-3



Приложение И-2.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Нормальная схема.



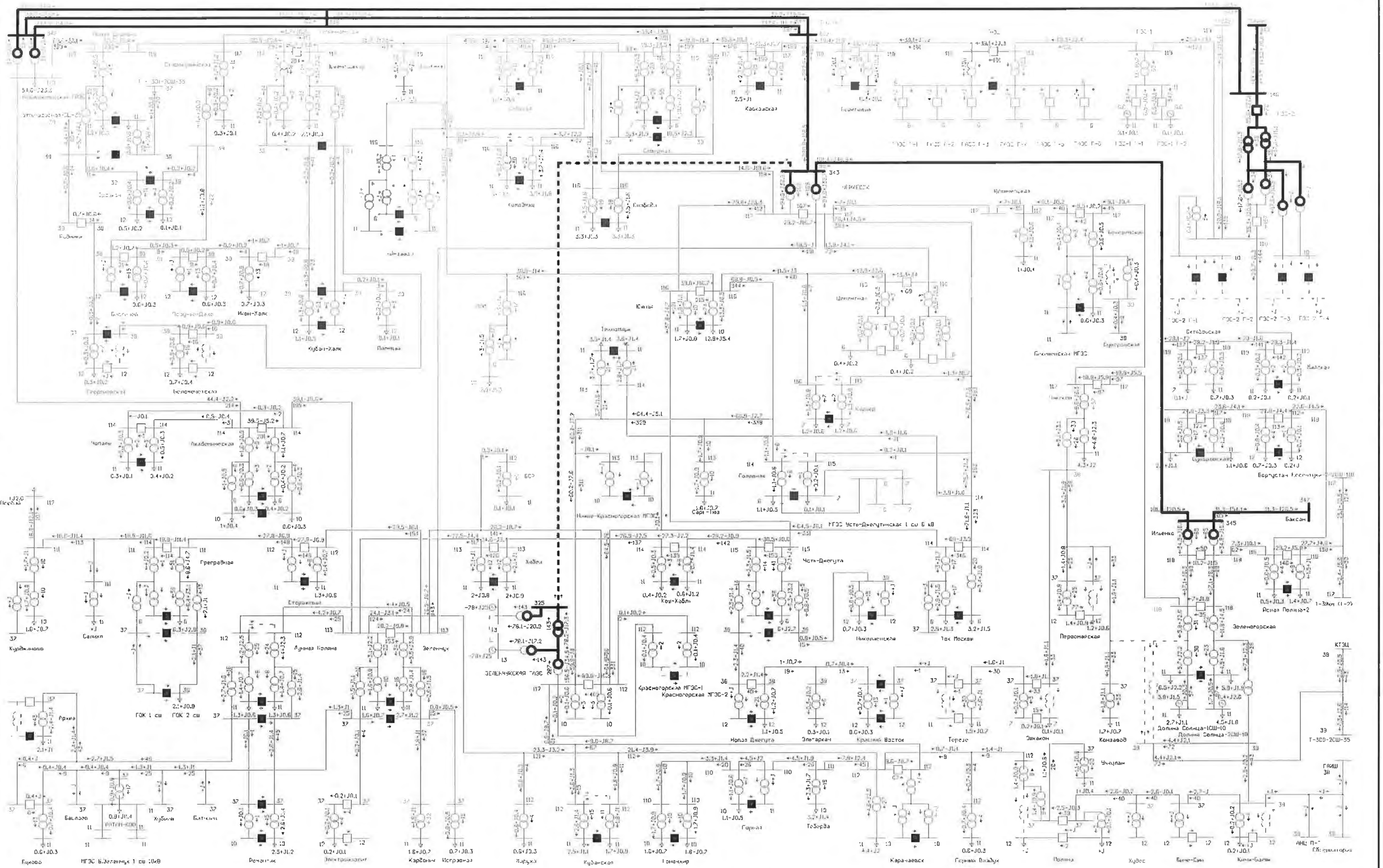
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 190

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-2.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



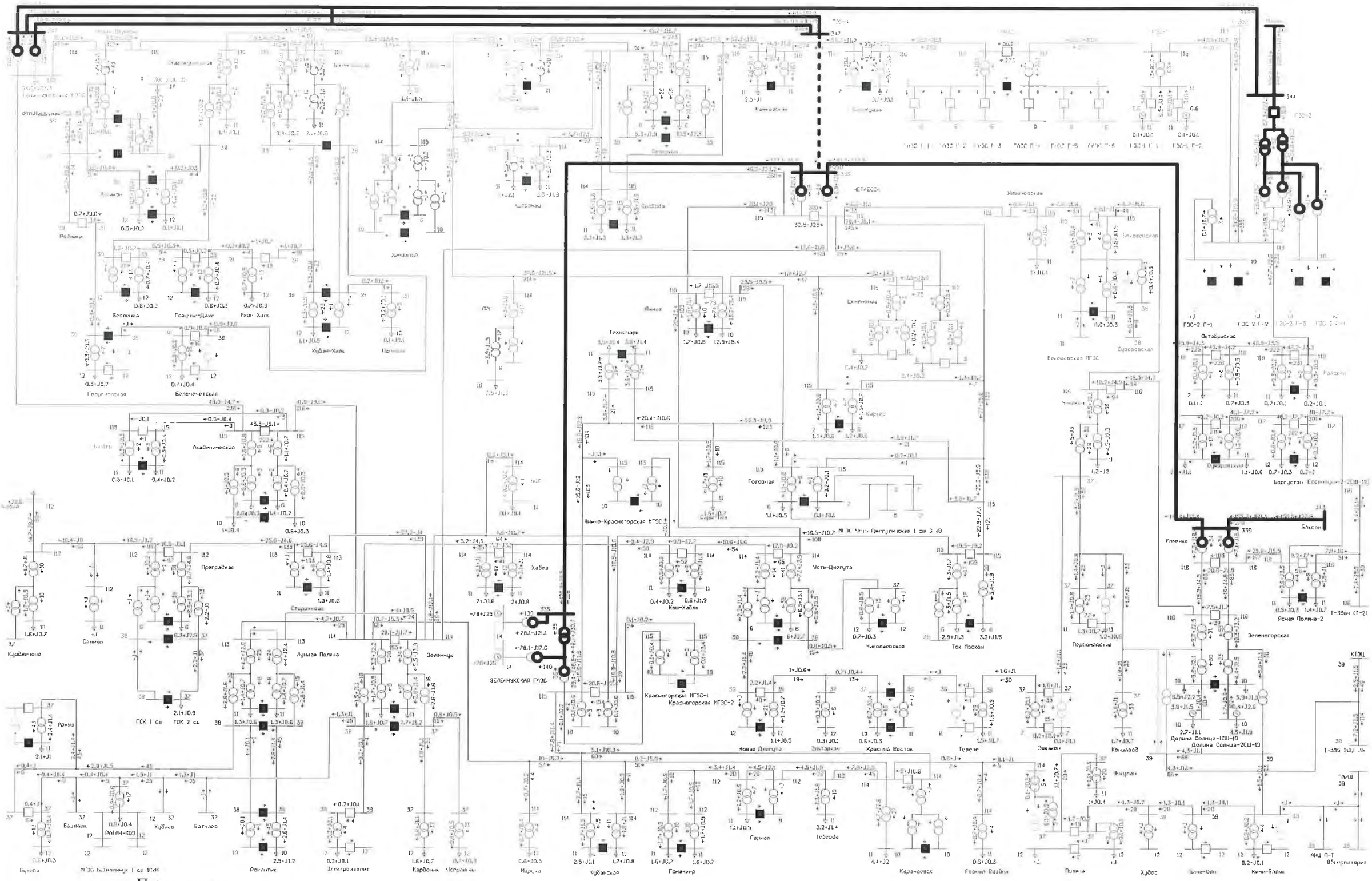
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

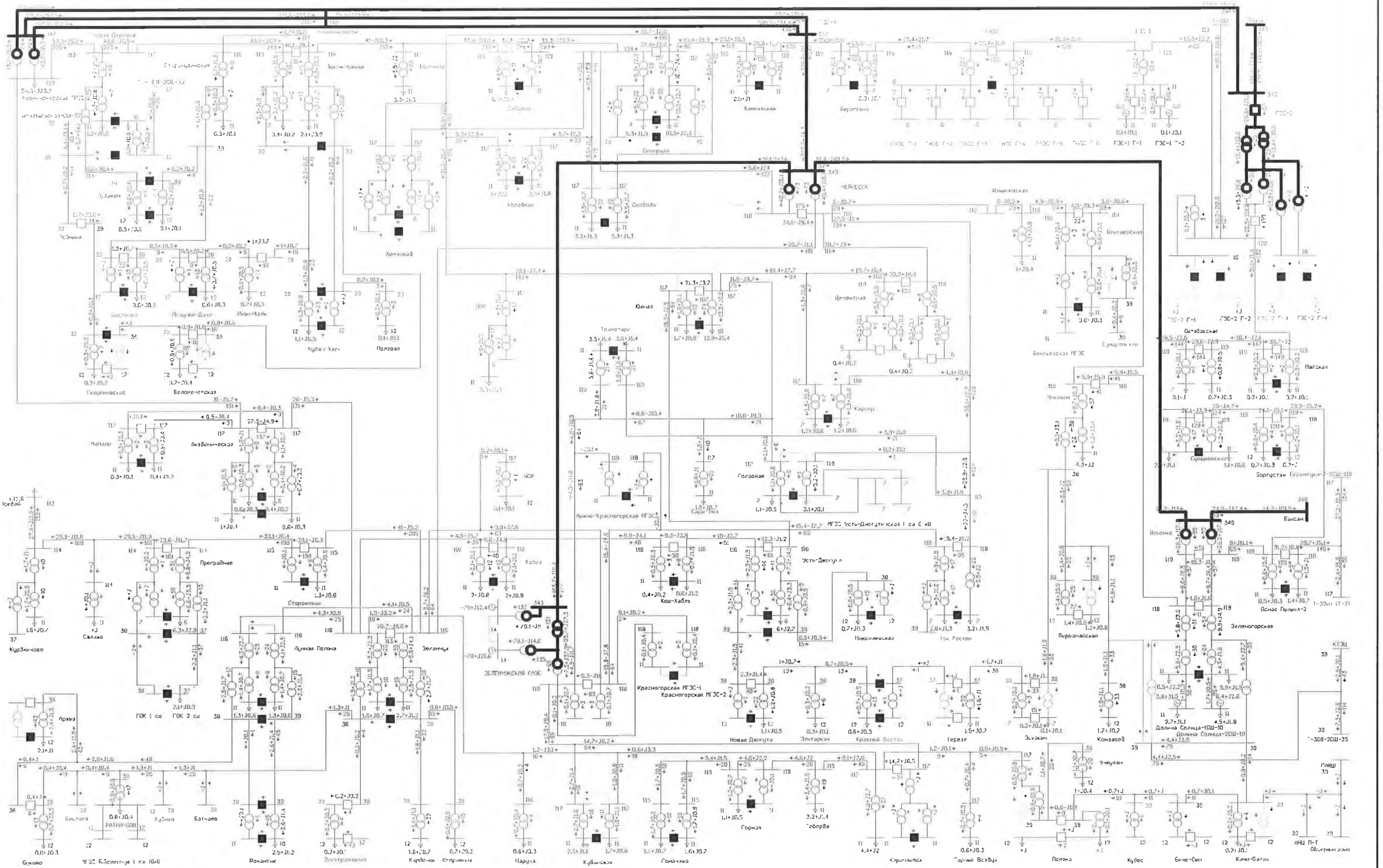
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 191

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-2.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.



Приложение И-2.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 110кВ Черкесск – Южная.



Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

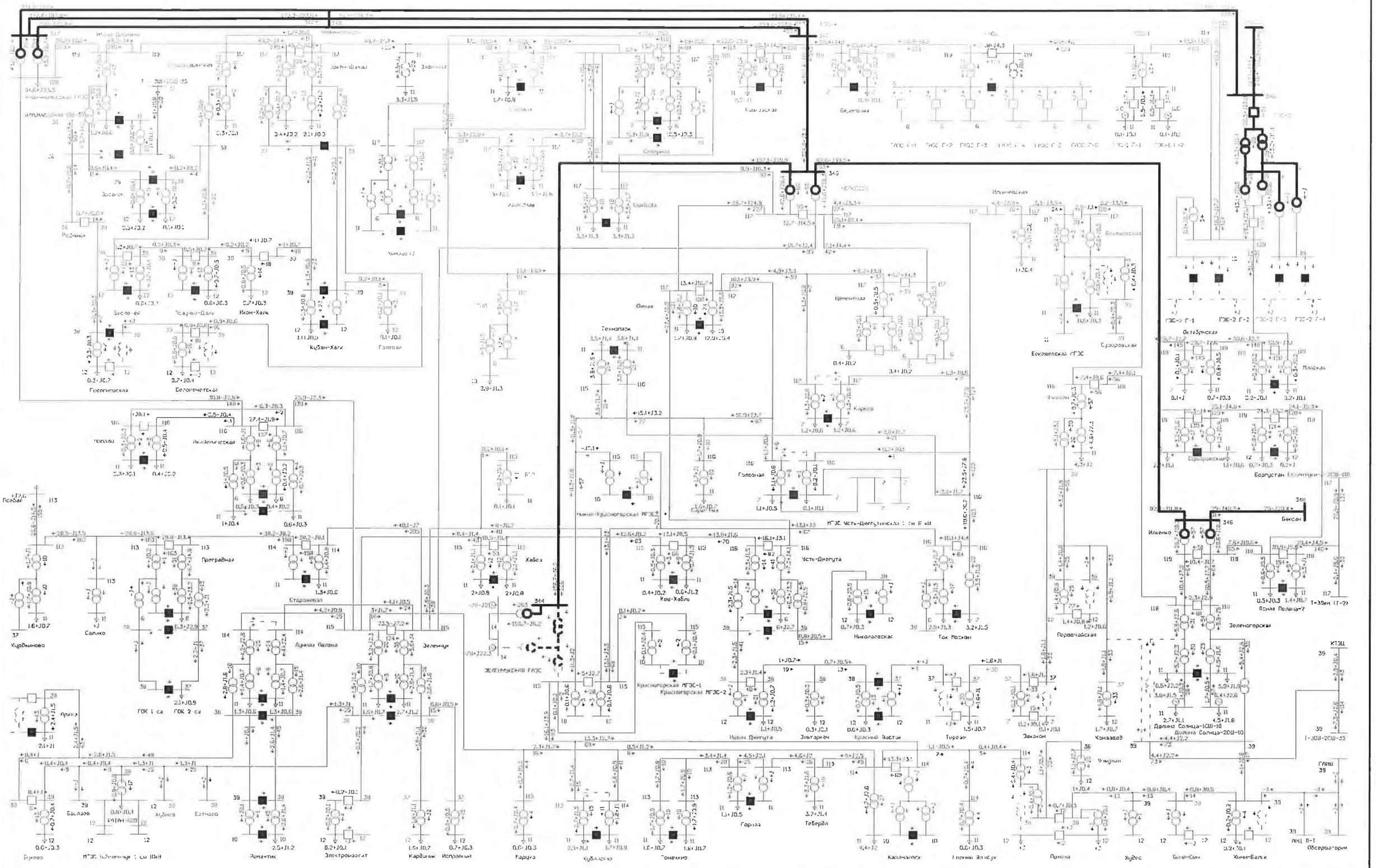
Лист 193

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Приложение И-2.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Заряд Зеленчукской ГАЭС через Т-3)



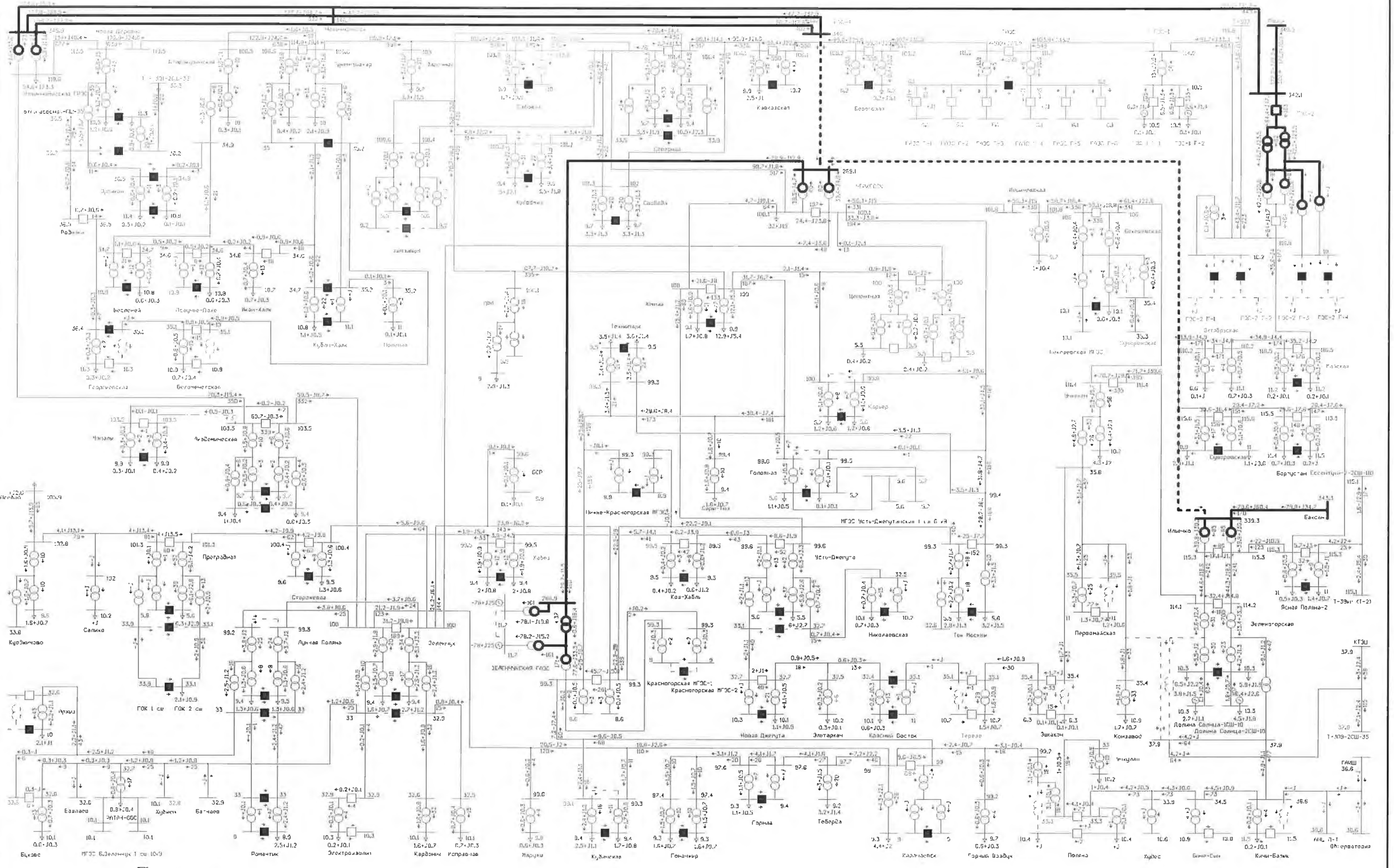
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 194

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-2.6. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко.



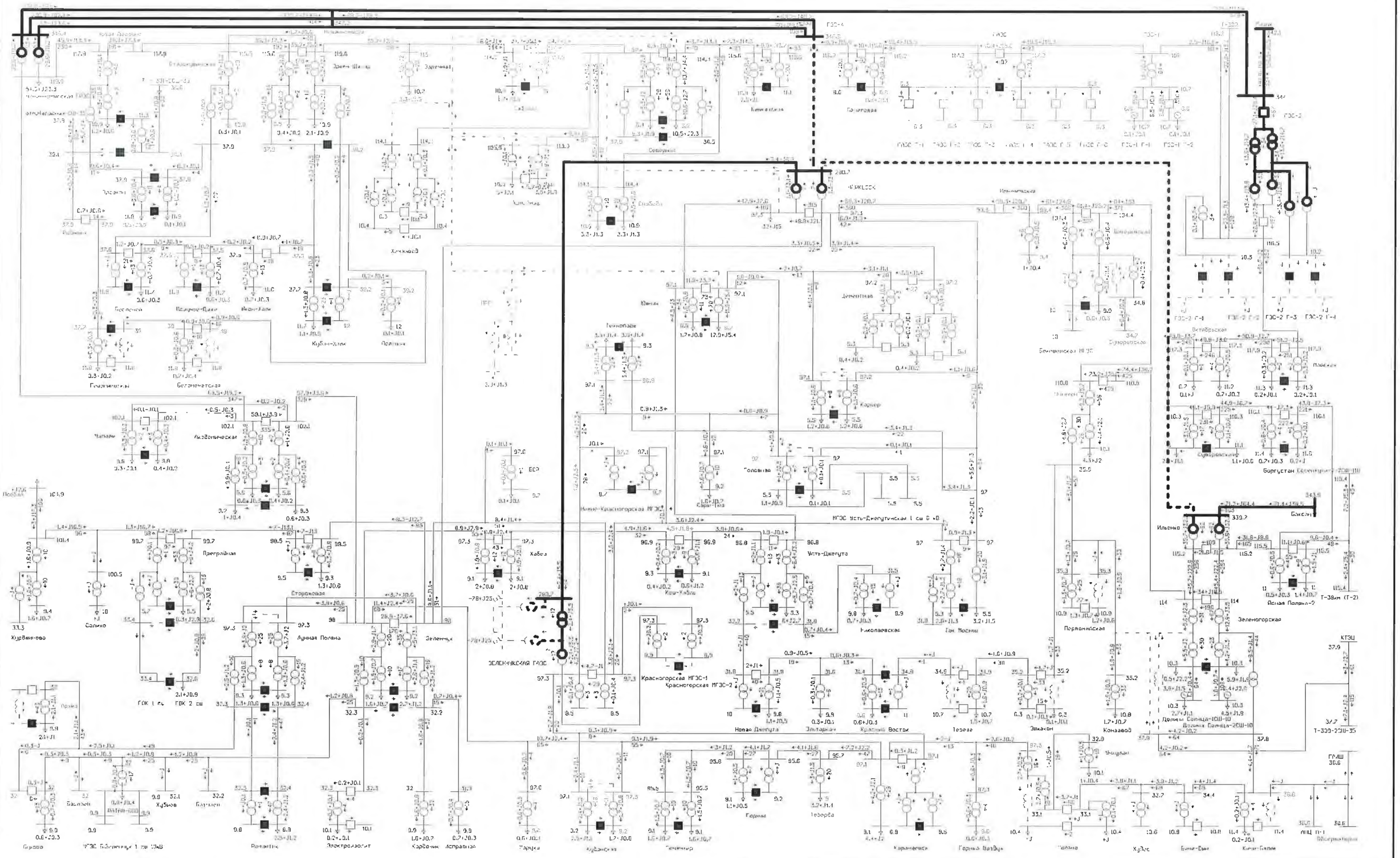
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

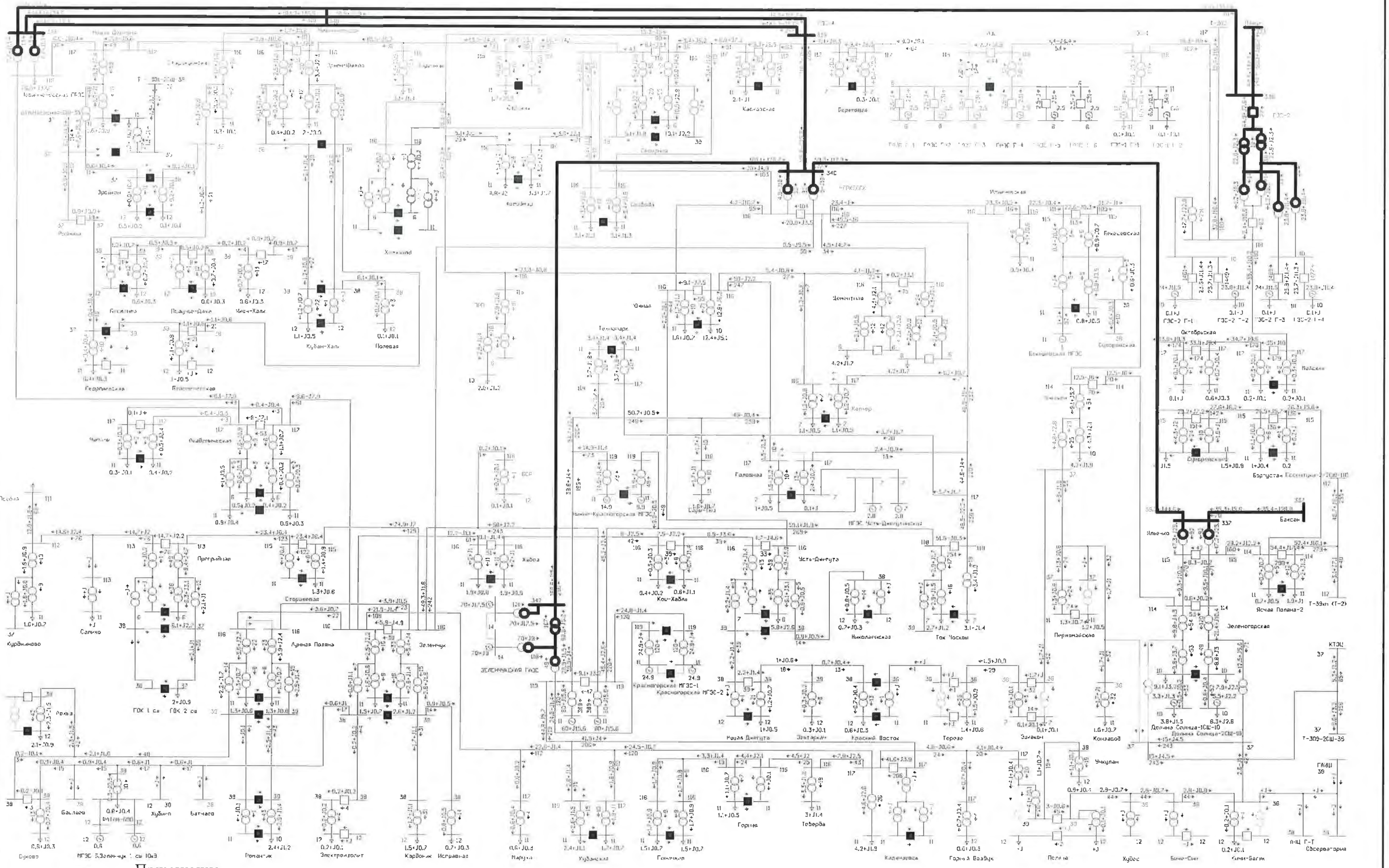
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 195

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-2.7. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в зимний минимум нагрузок 2024 г. Отключение ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск в схеме плавки гололеда на КВЛ 330кВ Черкесск – Ильенко. По факту перегрузки ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня (Л-025) сверх аварийно-допустимой токовой нагрузки на 23,8 % при tокр.в.=+35° (Iав.доп.=541А) действие устройств АОПО на ПС 110 кВ Северная на откл. ВЛ 110 кВ Л-95 и Л-97 и АОСН на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3 и Г-4.


Невинномысская ГРЭС
Новая Деревня
Ильенко
Зеленчукская ГАЭС
Черкесск
Усть-Джегута
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
Нижне-Красногорская МГЭС
МГЭС Усть-Джегутинская 1 сш 6 кВ
Хабез
Кубань-Хаке
Беслинеевская
Кардоникская
Лунная Поляна
Зеленчук
Курджиновская
Карачаево-Черкесская
Кавказская
Ставропольская
Прикумская
Буденновская
Невинномысская
Ипатовская
Минераловодская
Пятигорская
Кисловодская
Ессентукская
Георгиевская
Изобильненская
Труновская
Курская
Светлоградская
Благодарненская
Грачевская
Шпаковская
Ставропольская ГРЭС
Ставропольская ПГУ
Буденновская ТЭС
Невинномысская ГРЭС
Невинномысская ПГУ

Приложение И-3.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Нормальная схема.



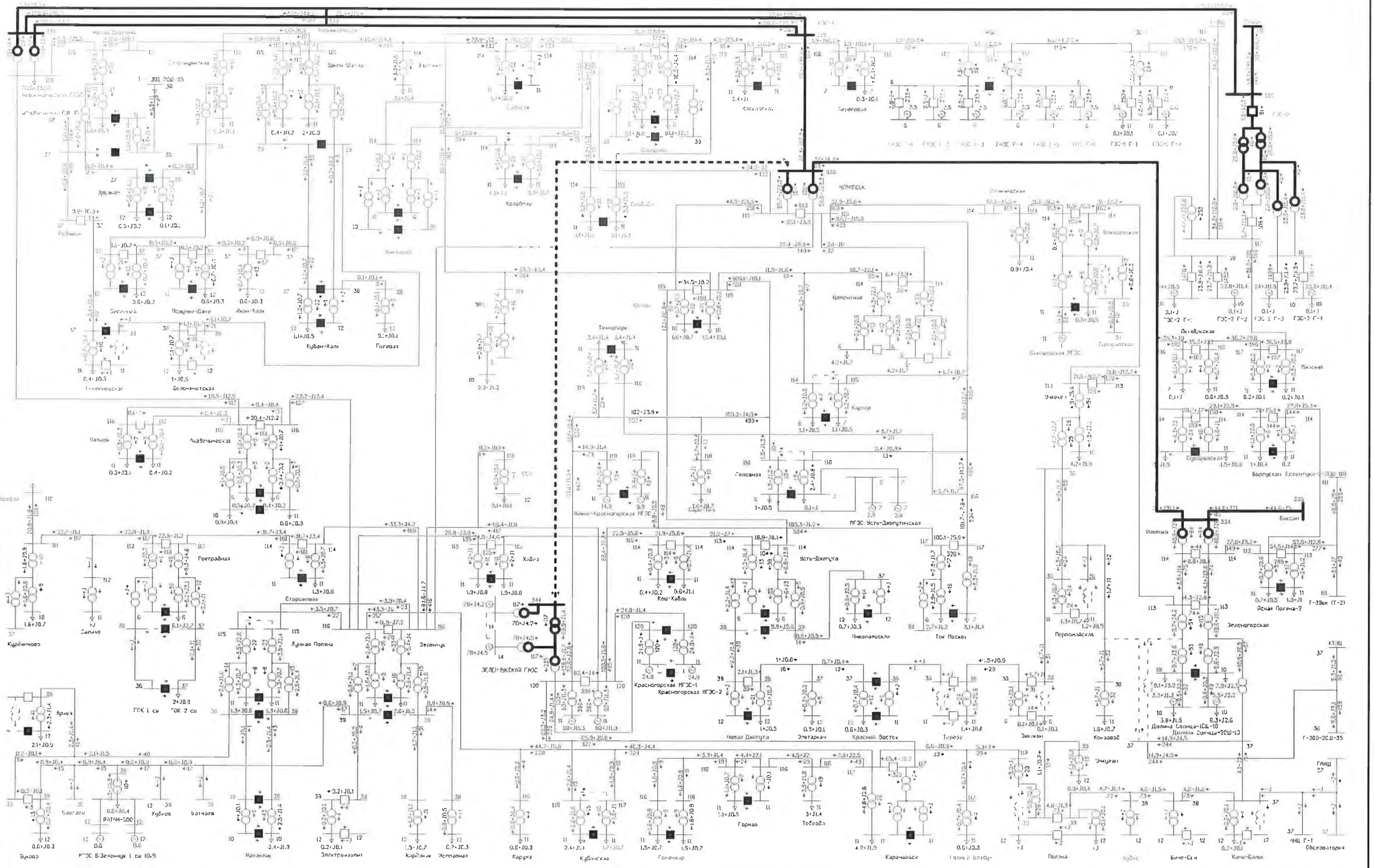
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 197

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-3.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



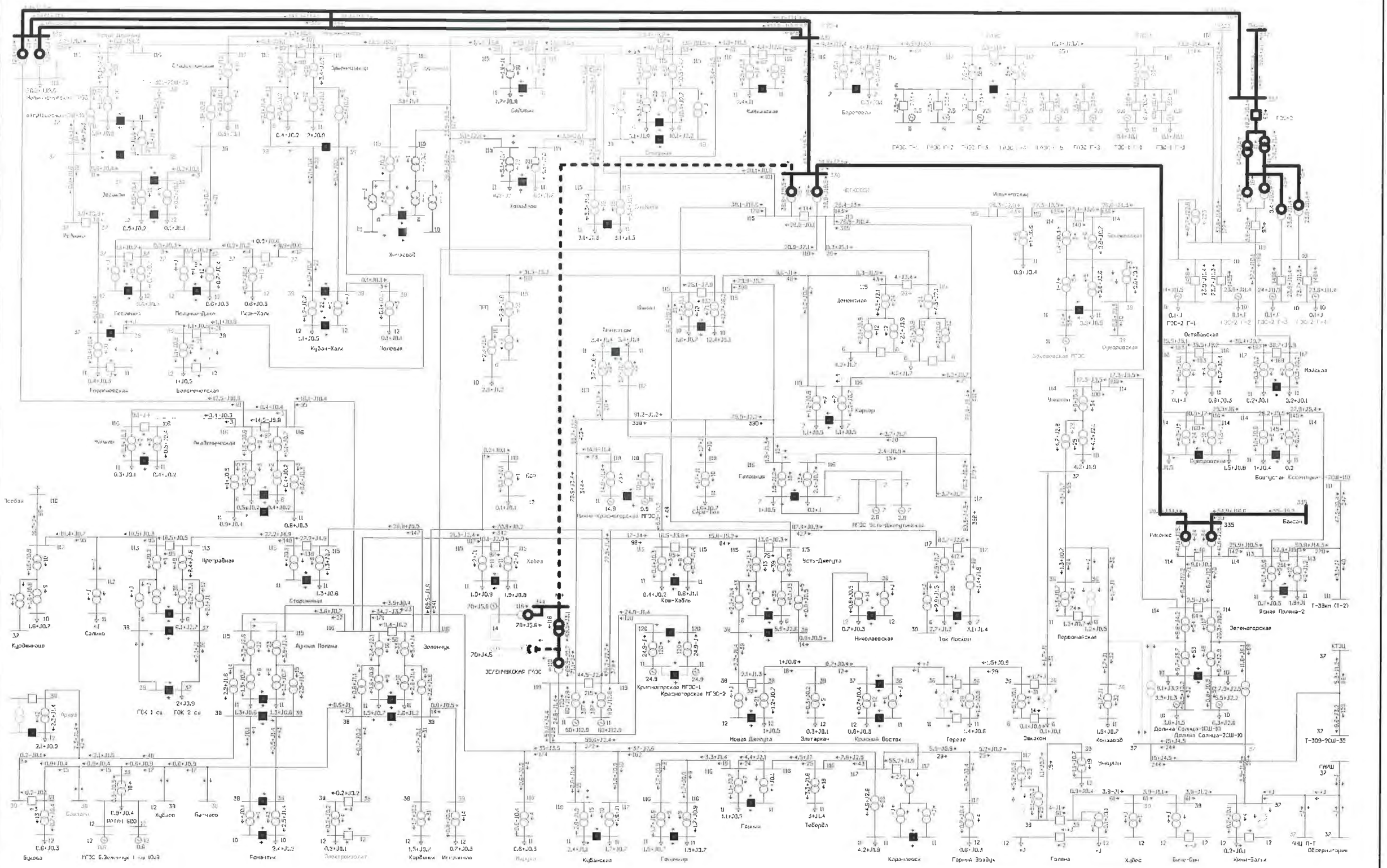
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 198

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-3.2.1 Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Ремонт ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск и отключен Г-3 на Зеленчукской ГАЭС



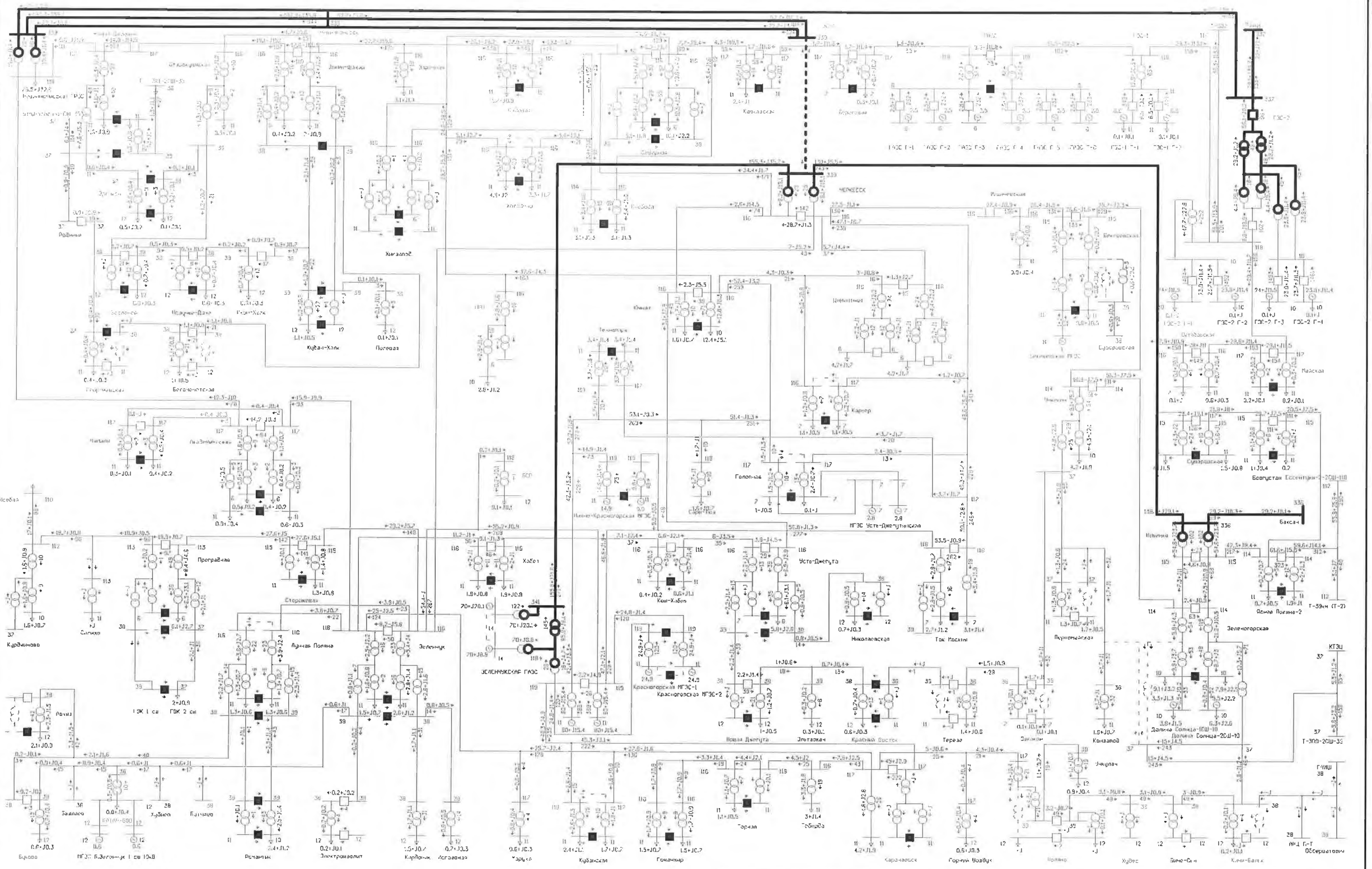
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 199

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-3.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 – Черкесск.



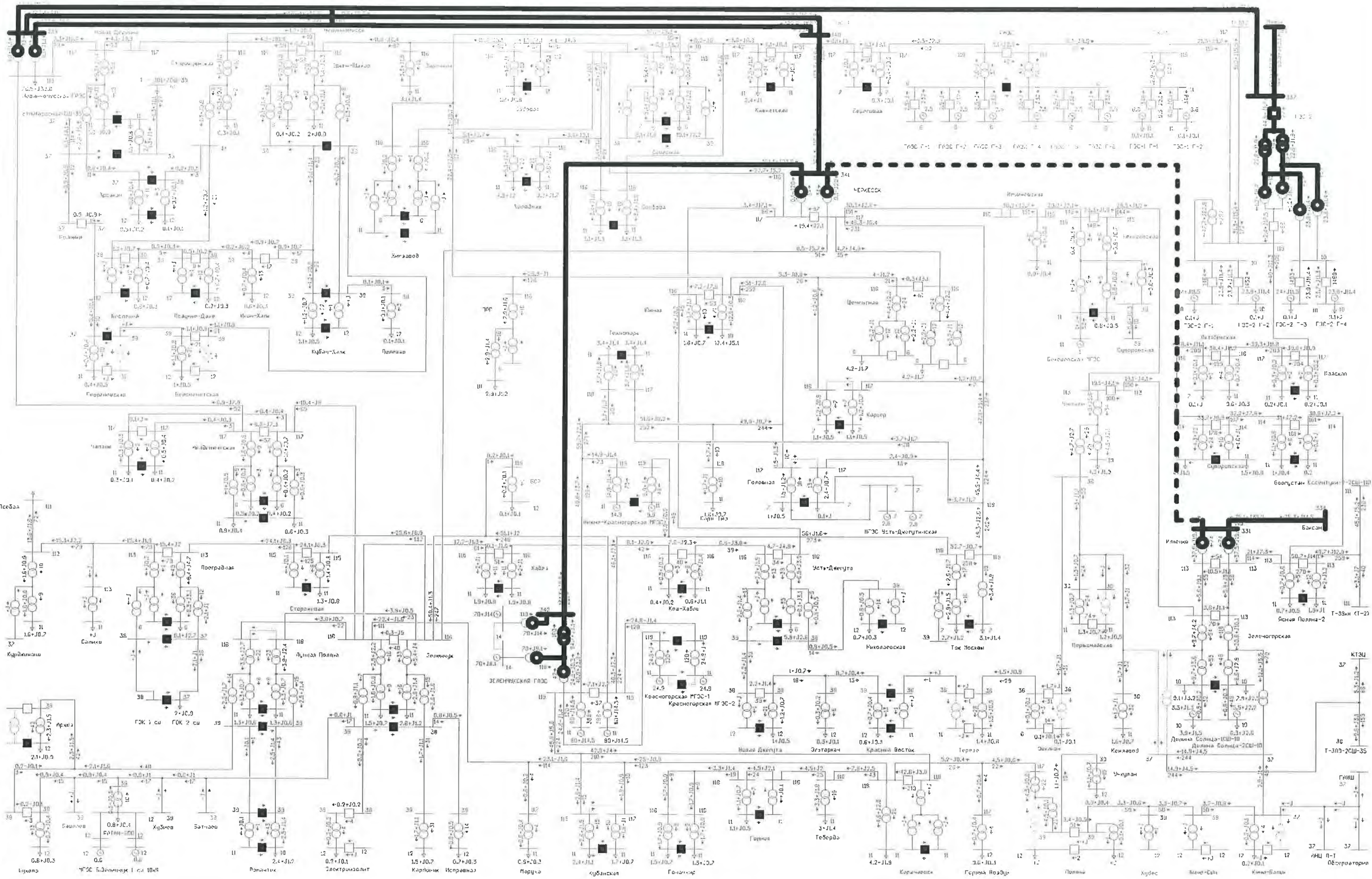
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 200

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-3.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ Черкесск– Ильенко.



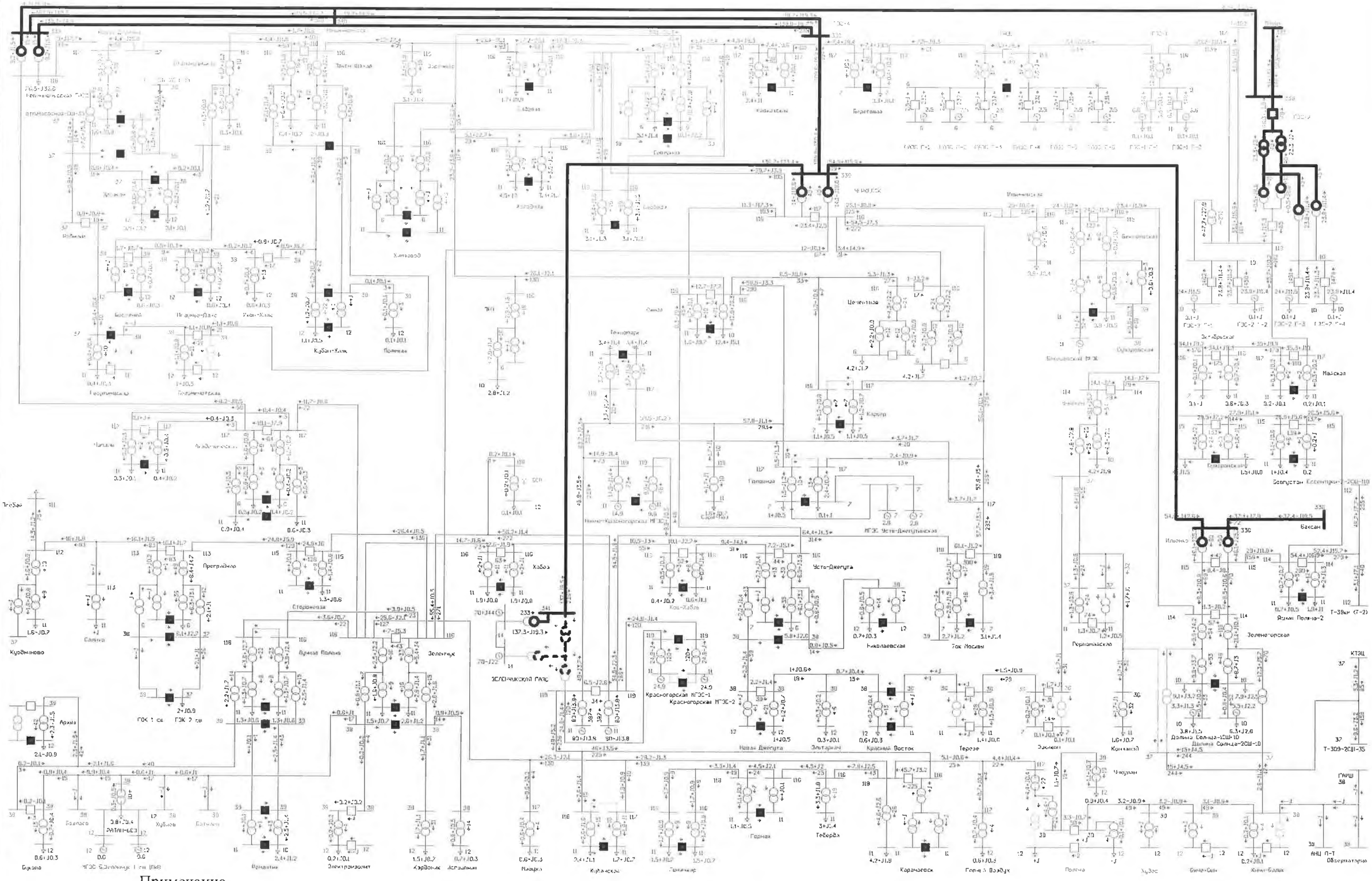
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 201

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-3.5. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Выдача мощности Г-3 и Г-4 Зеленчукской ГАЭС через Т-3)



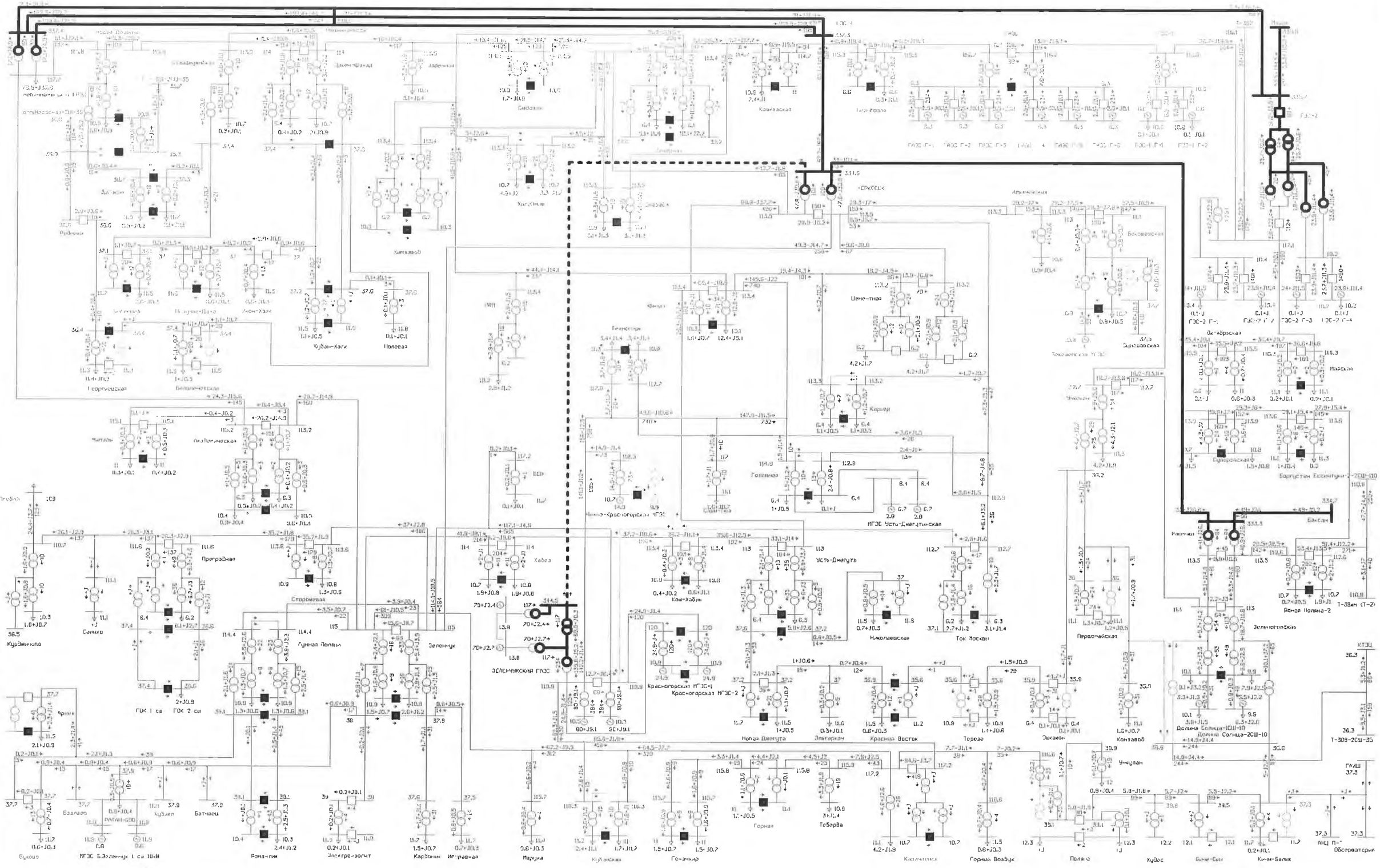
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 202

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Приложение И-3.6. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Ремонт КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143), отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.



Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

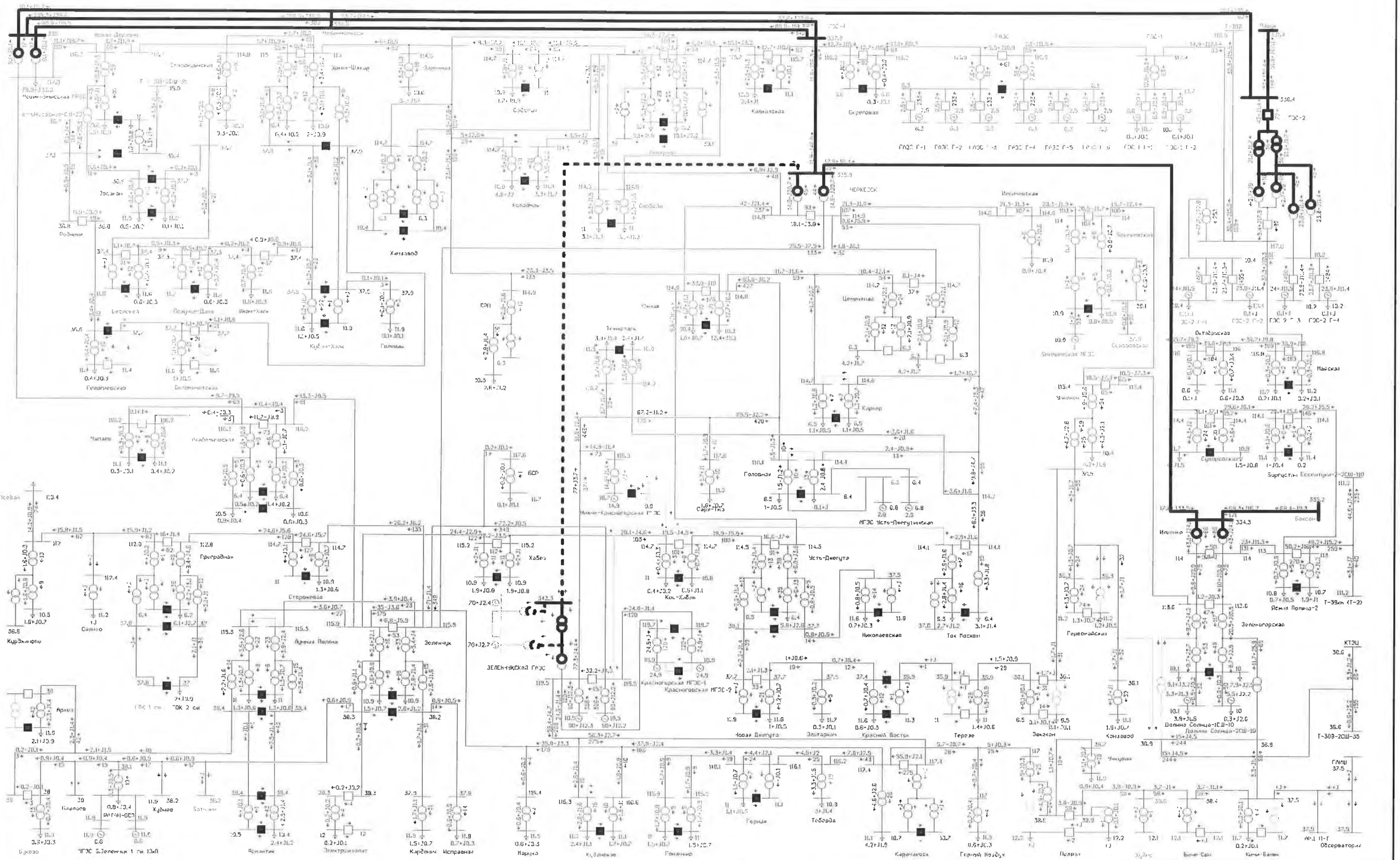
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 203

Взам.инв. №

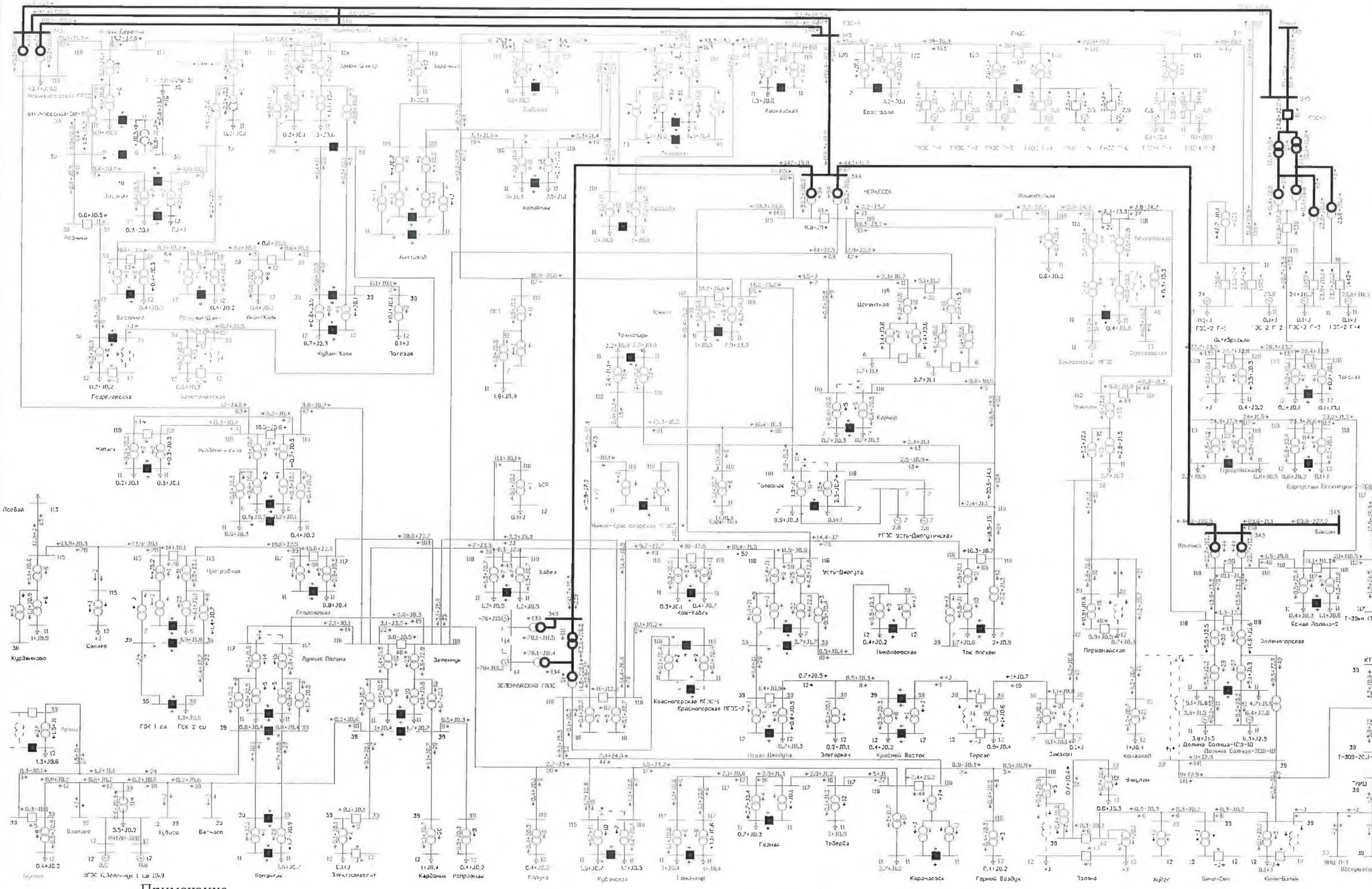
Подпись и дата

Инв. № подл.

Приложение И-3.7. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний максимум нагрузок 2024 г. Ремонт КВЛ 110кВ Зеленчукская ГАЭС – Карачаевск с отпайкой на ПС Кубанская (Л-031), отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск. По факту перегрузки ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Зеленчук с отпайкой на БСР (Л-144) сверх аварийно-допустимой токовой нагрузки на 18,1 % при tокр.в.=+35°С (Iав.доп.=477А) действие устройств АОПО на Зеленчукской ГАЭС с отключением Г-3 и Г-4


ЧЕРКЕСК
ЗЕЛЕНЧУКСКИЙ ГЭУС
Зеленчук
Хабез
Усть-Джегута
Красногорская МЭС-1
Красногорская МЭС-2
Ток Москан
Николаевская
Эркакон
Карачаевск
Черкесская
Кубанская
Кардоник
Исправная
Электрозаводская
Ярославская
Кубанская
Нарукса
Теберда
Герпегем
Головная
МГЭС Усть-Джегутинская
Сары-Тау
Новая Джегута
Элитарная
Красный Восток
Терезе
Кавказ
Гербий Кодзех
Полевая
Ударная
Ясная Поляна
Зеленогорская
Октябрьская
Майская
Заргустан Есентукская
Бассейная
Ясная Поляна-2
Ясная Поляна-2СШ-110
Ясная Поляна Солнца-2СШ-10
Ясная Поляна Солнца-2СШ-35
КТЭЦ
Т-309-2СШ-35
Т-38кн (Т-2)
Обсерватория
Кичи-Балык
Верхний Сан
Перевальная
Курджиново
Сторожевая
Пригородная
Псебай
Синюха
Кубанская
Кавказская
Эркен-Шахар
Свободная
Хумаринская
Родники
Беломечетская
Гвардейская
Чапаевская
Окраинная
Красногорская
Ударная
Ясная Поляна
Зеленчук
Кубанская
Гвардейская
Беломечет

Приложение И-4.1. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2024 г. Нормальная схема.



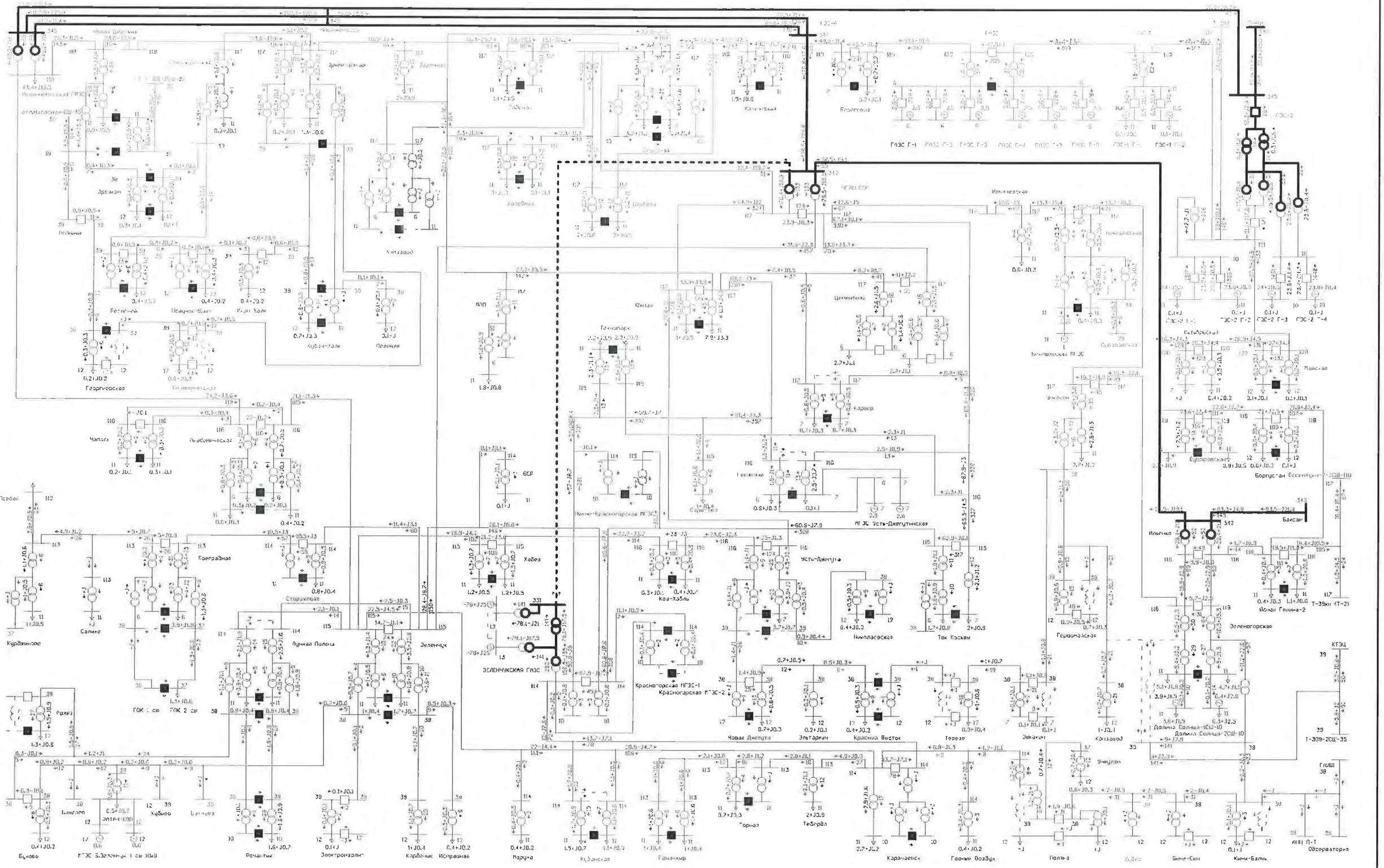
Примечание

Перетоки мощности приведены в МВт и МВар, токи по ВЛ и АТ в А, напряжения- в кВ.

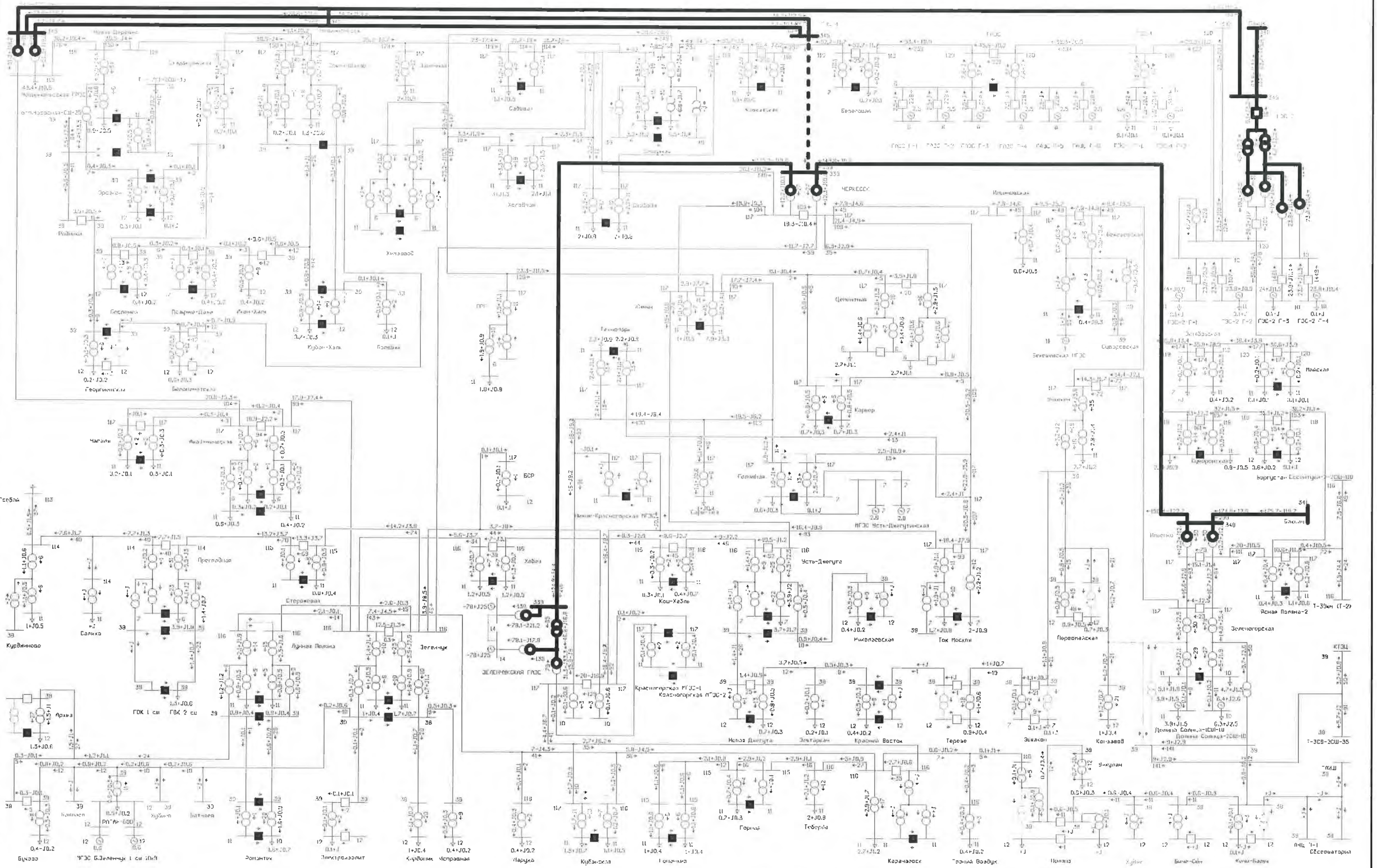
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 205

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

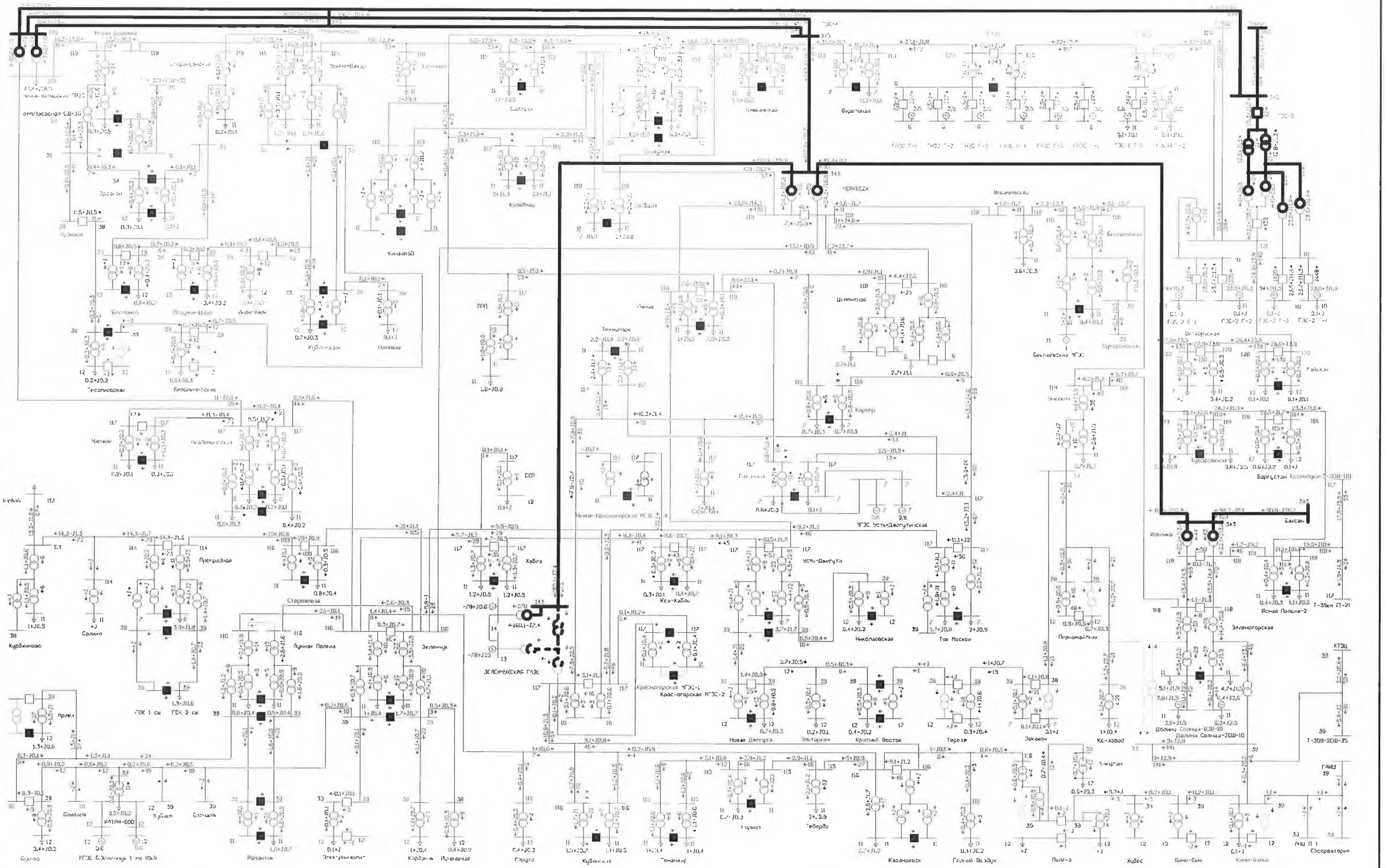
Приложение И-4.2. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ Зеленчукская ГАЭС – Черкесск.


Черкесск
Зеленчукская ГАЭС
Красногорская МГЭС-1
Красногорская МГЭС-2
МГЭС Усть-Джегутинская
Усть-Джегута
Хабез
Кардоникская
Карачаевск
Теберда
Зеленчук
Лунная Поляна
Кубань-Калк
Кара-Хабль
Новая Джегута
Эльтаркач
Красный Восток
Николаевская
Ток Кавказа
Ильичевская
Сибирьковская
Ильичевская ПГУ
Ильичевская ПГУ
Ильичевская ПГУ

Приложение И-4.3. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2024 г. Отключена ВЛ 330кВ ГЭС-4 - Черкесск.



Приложение И-4.4. Схема потокораспределения и уровни напряжения в сети 35-110 кВ и выше электрических сетей энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в летний минимум нагрузок 2024 г. Ремонт АТ-1 на Зеленчукской ГАЭС. (Заряд Зеленчукской ГАЭС через Т-3)


Черкесская
Кубань-Хаб
Зеленчук
Лунная Поляна
Зеленчукская ГАЭС
Усть-Джегута
Ингушская
Баксан
Зеленогорская
Ясная Поляна-2
Т-39км (Т-2)
Т-309-2СШ-35
КТЭЦ
Курджиново
Селикл
Прогрессивная
Хабез
Ставрополь
Николаевская
Красный Восток
Терезе
Джакоч
Кошехабль
Псыншаф
Ярмарка
Ставропольская
Красногорская ЧГЭС-1
Красногорская ЧГЭС-2
Кавказская
Горный Воздух
Полена
Цемзавод
Карьер
Беговая
Беговая ЧГЭС
Бурунная
Октябрьская
Майская
Ильинская
Ильинка
Ильинка-Красногорская ЧГЭС
ЧГЭС Усть-Джегутинская
Ток Москвы
Эльтаркач
Новая Джегута
Гоначхир
Кубинская
Гарабаши
Тебердинская
Ударная
Ударная ЧГЭС
Ударная-Беговая ЧГЭС
Баргустан
Баргустан-Баксан
Ингушская
Ингушская-Баксан
Ингушская-Ильинка
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан-Баргустан-Баксан
Ингушская-Ильинка-Красногорская ЧГЭС-Усть-Джегутинская-Ток Москвы-Баксан-Баргустан-Баргустан-Бакс

Приложение К

Расчет электрических нагрузок микрорайона в северной части города Черкесска.

Расчет выполнен на основании проекта планировки микрорайона и данных, предоставленных заказчиком.

Расчет электрических нагрузок выполнен по РД 34.20.185-94«Инструкция по проектированию городских электрических сетей», СН 541-82 «Ииструкция по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов», с учетом удельиых показателей по отдельным группам потребителей таб.2.1.1, 2.1.5 и таб. 2.2.1 и с использованием нагрузок аналоговых объектов.

Результаты расчета сведены в таблице 1.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разработал		Михальченко			
Н.контр.		Язынина			
ГИП		Владыч			

8435.2017-ЭС

Расчет электрических нагрузок северной части города Черкесска.

Стадия	Лист	Листов
Р	1	11

ОАО «Институт Ставропольгражданпроект»

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол. уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения К

Таблица1. Электрические нагрузки трансформаторных подстанций

№ п/п	Наименование объекта		Расчетная нагрузка Рр кВт	Sр кВА	Количество и мощность трансформаторов, шт. х кВА
1	2		3	5	6
1-я очередь строительства					
РТП1					
РТП1	Онкологический диспансер (I-II-я кат.)		**1600**	**1920**	2х1600 Кз=0,6
ТП2	Поликлиника на 450 посещений (II-я кат.)		490	538,5	2х1250 Кз=0,52
	Наружное освещение дорог (ШУНО1)(III-я кат.)		29	31,5	
	Многоквартирный ж/дом (16эт) 136кв-р (II-я кат.)(3шт)		252,1х3	271х3	
	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт) (II-я кат.)		307,6	330,8	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.) (3шт)		166,6х3	179,3х3	
	Итого ТП-2: Рр=490+29 +0,5х(252,1х3+ 307,6+166,6х3)=		**1300,8**	**1412,3**	
ТП3	Агропарк (II-я кат.)		**1200**	**1320**	2х1000 Кз=0,6
ИТОГО по РТП1 1-й очереди стр-ва : S=3200+2500+2000			**4100,8**	**4652**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,75 (т.2.4.1)			**3075,6**	**3489**	
РТП2					
ТП-4	МВД (II-я кат.)	АБК	442	480	2х630 Кз=0,6
		Многоф. здание	154,4	167	
	ООО «Шанс» (II-я кат.)	Офисное здание	70	78	
		Производств. зд.	40	44	
		Общепит	130	142,8	
	Итого ТП-4: Рр=442+0,8(154,4+70+40+130)=		**758**	**819**	
ТП-5	Многоквартир. жил. дом 16 эт. (3 блок-секции с 2 лифтами в бл-секции) (кухни на электричестве) (II-я кат.)	1-я блок-секц	361,4		2х1000 Кз=0,56
		2-я блок-секц	401,4		
		3-я блок-секц	361,4		
	Итого ТП-5: Рр=401,4+(361,4+361,4)=		**1124,2**	**1209**	
ТП-6	Многоквартирная блок секция (7эт) элитного жилья со встроенными помещениями (3шт) (II-я кат.)		110,9х3+ (95,2 +60,9+25,7)	119,1х3+ 105,8+6 7,7+28,6	2х1000 Кз=0,39 (в перспективе планируется рост нагрузки подстанции)
	Многоквартирная блок секция (12эт) элитного жилья со встроенными помещениями (II-я кат.)		102,4+ 60,9	110,7+67 ,7	
	Пристроенное помещение (1эт)-2шт (II-я кат.)		110х2	122,2х2	
	Итого ТП6: Рр=110,9х3+102,4 +0,6(95,2+25,7+60,9+110х2)=		676,2	**776,5**	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

8435.2017-ЭС

Лист 2

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол. уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения К

1	2		3	4	5
ТП-7	Многоквартирная блок секция (7эт 36кв) элитного жилья со встроенными помещениями (1шт)(II-я кат.)		110,9+25,7	119,1+28,6	2х630 Кз=0,57
	Многоквартирная блок секция (12эт 33кв) элитного жилья со встроенными помещениями (II-я кат.)		102,4+ 95,2	110,7+105,8	
	Многокварт-й ж/дом 16 этажей (2 бл-секц. По 95кв-р) (кухни на электричестве) (II-я кат.)	1-я блок-секц	187,9	202	
		2-я блок-секц	187,9	202	
	Итого ТП-7: Рр=110,9+102,4+2х187,9+0,6(95,2 +25,7) =		**661,6**	**714,4**	
РТП2 (ТП)	Многокварт, жилой дом 16 эт. (кухни на электричестве) (Донецк) (II-я кат.)	1-я блок-секц	240	258	2х1000 Кз=0,65
		2-я блок-секц	260	280	
		3-я блок-секц	252,1	271	
	Детское дошкольное учреждение на 150 мест (II-я кат.)		170	189	
	Многоквартирная блок секция (7эт 36кв) элитного жилья со встроенными помещениями (2шт) (II-я кат.)		110,9х2+(95,2+60,9)	119,1х2+105,8+67,7	
	Пристроенное помещение (1эт) (II-я кат.)		110	122,2	
	Итого РТП2(ТП): Рр=260+240+110,9х2+252,1 0,6(95,2+60,9+110)+0,4х170=		**1201,6**	**1300,2**	
ИТОГО по РТП2 1-й очереди стр-вл:			**4421,6**	**4819,1**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,8 (т.2.4.1)			3537,3	3855,3	
РТП3					
ТП8	Многокварт. блок секция меридиан-я (16эт)(II-я кат.)		235,9	254,8	2х1000 Кз=0,68
	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт)(II-я кат.)		235,9	254,8	
	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт)(II-я кат.)		235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями(II-я кат.)		102,4+95,2	110,1+105,8	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями(II-я кат.)		110,9+60,9	119,1+67,7	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями(II-я кат.)		110,9+95,2	119,1+105,8	
	Пристроенное помещение (1эт) (II-я кат.)		110	122,2	
	Итого ТП-8: Рр=235,9+(235,9х2+110,9х2+102,4)+ +0,6(95,2х2+60,9+110) =		**1248,7**	**1353,6**	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

8435.2017-ЭС

Лист 3

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения К

1	2	3	4	5
ТП9	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	2х1000 Кз=0,56
	Многоквартирная блок секция угловая со встроенными помещениями(II-я кат.)	224,4+95,2	241,3+105,8	
	Многоквартирная блок секция широтная со встроенными помещениями(II-я кат.)	109,7+25,7	119,1+28,6	
	Многоквартирная блок секция широтная со встроенными помещениями(II-я кат.)	134,4+60,9	144,5+67,7	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями(II-я кат.)	110,9+60,9	119,1+67,7	
	Пристроенное помещение (1эт) (II-я кат.)	110	122,2	
	Итого ТП-9: Рр=235,9+(224,4+109,7+ 134,4+110,9) +0,6(95,2+60,9х2+25,7+110)=	**1027**	**1114**	
ТП10	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	2х1000 Кз=0,57
	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт)(II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями (II-я кат.)	110,9+95,2	119,1+105,8	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями (II-я кат.)	102,4+95,2	110,1+105,8	
	Итого ТП-10: Рр=235,9+ (235,9+ 142,5+118,5+++110,9+102,4) +0,6х95,2х2 =	**1060,3**	**1147**	
ТП11	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт) — 2шт. (II-я кат.)	235,9х2	254,8х2	2х1000 Кз=0,36 (в перспективе планируется рост нагрузки подстанции)
	Детское дошкольное учреждение на 300 мест совмещенная со школой на 600мест (II-я кат.)	190+228	204+255	
	Наружное освещение квартала (III-я кат.)	16	17,8	
	Итого ТП-11: Рр=(228+190)х0,4+16+235,9х2 =	**655**	**711**	
РТП3 (ТП)	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	2х1250 Кз=0,6
	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многокварт-я блок секция меридиан-я (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями(7эт) (II-я кат.)	110,9+60,9	119,1+67,7	
	Многоквартирная блок секция элитного жилья со встроенными помещениями(7эт) (II-я кат.)	110,9+95,2	119,1+105,8	
	Пристроенное помещение (1эт) (II-я кат.)	110	122,2	
	Наружное освещение дорог (ШУНО2) (III-я кат.)	25,1	27,9	
	Итого РТП3(ТП): Рр=235,9х3+142,5+118,5+ +110,9х2+0,6(60,9+95,2+110)+25,1=	**1375,3**	**1489,1**	
ИТОГО по РТП3 1-й очереди стр-ва:		**5366,3**	**5814,7**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,85 (т.2.4.1)		**4561,4**	**4942,5**	

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

8435.2017-ЭС Лист

Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Подпись и дата | Взам. инв. №

Инв. № подл.

Продолжение приложения К

1	2	3	4	5
	РТП5			
ТП21	Школа на 800мест (II-я кат.)	305	328	2х1000 Кз=0,16 (перспективе планируется рост нагрузки подстанции)
	Итого ТП-21: Рр=	**305**	**328**	
ИТОГО по РТП5 1-й очереди стр-ва :		**305**	**328**	
	РТП6			
ТП23	Котельная (I-я категория) (3шт)	**750**	**882**	2х630 Кз=0,7
РТП6 (ТП)	Торговый центр (II-я кат.)	1000	1111	2х1000 Кз=0,57
	Наружное освещение дорог (ШУНО3)(III-я кат.)	48,6	53	
	Итого РТП6(ТП): Рр=1000+0,6х48,6=	**1028,8**	**1142,8**	
ИТОГО по РТП6 1-й очереди стр-ва:		**1778,8**	**2024**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,9 (т.2.4.1)		**1600,9**	**1822**	
Итоговая расчётная нагрузка 1-й очереди строительства:				
ИТОГО:		**13080,2**	**14436,8**	
В том числе:				
Потребители I категории		**1400**		
Потребители II категории		**11050,2**		
Потребители III категории		**630**		

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

8435.2017-ЭС

Лист

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подпись Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист 213

Продолжение приложения К

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		5

1	2	3	5	6
2-я очередь строительства				
РТП1				
ТП2	АТС на 8000 номеров (Iкат)	50	56	2х1250 Кз=0,59 (с учетом нагрузки 1-й очереди стр-ва)
	Итого ТП-2: Рр=	50	56	
ИТОГО по РТП1 2-й очереди стр-ва: S=		**50**	**56**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,75 (т.2.4.1)		37,5	42	
РТП2				
ТП-6	Многоквартирная блок секция угловая (20эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	224,4+ 95,2	241+105,8	2х630 Кз=0,66 (с учетом нагрузки 1-й очереди стр-ва)
	Многоквартирная блок секция широтная (12эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	109,7+ 25,7	118,6+28,6	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	134,4+ 60,9	145,3+67,7	
	Итого ТП6: Рр=224,4 +109,7+134,4 ++0,6(95,2+25,7+60,9)=	**577,58**	**626,16**	
ИТОГО по РТП2 по 2-й очереди стр-ва.: S=		**577,58**	**626,16**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,85 (т.2.4.1)		490,9	532,2	
РТП3				
ТП-11	Многоквартирный блок секция (12эт. 3шт.) жилого комплекса со встроенными помещениями (I-ая и II-я кат.)	2х110,9+ 25,79	2х119,1+28,60	2х1000 Кз=0,52 (с учетом нагрузки 1-й очереди стр-ва)
	Бульвар с фонтанами (III-я кат.)	40	53,3	
	Итого ТП-11: Рр=110,9х2 +40 +25,79х2х0,6=	**292,64**	**325,82**	
ИТОГО по РТП3 по 2-й очереди стр-ва.: S=		**292,64**	**325,82**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,8 (т.2.4.1)		**234,1**	**260,7**	
РТП4				
ТП-12	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	222,0+95,2	238,7+105,8	2х1250 Кз=0,56
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	222,0+60,9	238,7+67,7	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	222,0+25,7	238,7+28,6	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт)(II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт)(II-я кат.)	118,5	128	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 214

Продолжение приложения К

Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	
Итого ТП-12: Рр=222,0+(222,0+222,0+118,5 +142,5 +118,5+142,5)+0,6х(95,2+60,9+25,7)=	**1297,1**	**1399,8**	

1	2	3	4	5
ТП-13	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	2х1250 Кз=0,65
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	222,0+95,2	238,7+105,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	222,0+60,9	238,7+67,7	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	222,0+25,7	238,7+28,6	
	Итого ТП-13: Рр=222,0+(235,9+235,9+222,0 +222,0+118,5+142,5) +0,6х(95,2+60,9+25,7)=	**1507,9**	**1628,2**	
ТП-14	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	2х1250 Кз=0,59
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт)(II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	134,4+60,9	144,1+67,7	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	134,4+95,2	144,1+105,8	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями(II-я кат.)	134,4+25,7	144,1+28,6	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт)(II-я кат.)	118,5	128	
	Итого ТП-14:Рр=235,9+(235,9+118,5+142,5 +134,4+134,4+134,4+118,5)+0,6х(95,2+60,9+25,7)=	**1363,6**	**1472,4**	
ТП-15	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	2х1000 Кз=0,6
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	134,4+60,9	144,1+67,7	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	134,4+95,2	144,1+105,8	

Продолжение приложения К

	Пристроенное помещение (1эт) (II-я кат.)	210	233,3
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128
	Итого ТП-15:Рр=235,9+(118,5+134,4+134,4 +142,5+118,5)+0,6х(95,2+60,9+210)=	**1103,9**	**1196,3**

Подп. и дата. Инв. № подл.

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

8435.2017-ЭС

Лист 7

1	2	3	4	5
ТП-16	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	2х1250 Кз=0,56
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт)(II-я кат.)	235,9	254,8	
	Итого ТП-16: Рр=235,9х5+118,5=	**1298**	**1401,8**	
ТП-17	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+95,2	238,7+105,8	2х1000 Кз=0,64
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+60,9	238,7+67,7	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+25,7	238,7+28,6	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я категория)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Итого ТП-17: Рр=222,0+(222,0+222,0+118,5 +142,5+142,5)+0,6х(95,2+60,9+25,7)=	**1178,6**	**1271,8**	
РТП4 (ТП)	Школа на 1400мест (I-я категория)	532	572	2х1600 Кз=0,56
	Детское дошкольное учреждение на 300 мест (II-я кат.)	190	204	
	Детское дошкольное учреждение на 300 мест (II-я кат.)	190	204	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	166,6х2	179,3х2	

Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм. Кол. уч Лист № док. Подпись Дата

Э1924-ЭОС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения К

Итого РТП4(ТП): Pp=532,0+0,8(190+190)+0,5x(166,6x3)=	1002,6	1114	
ИТОГО по РТП4 по 2-й очереди стр-ва: S=2500+2500+2500+2000+2500 +2000++2000	8784,7	9484,3	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,75	6565,3	7113,2	

Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	8435.2017-ЭС	Лист 8

1	2	3	4	5
	РТП5			
ТП-18	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	134,4+60,9	144,1+67,7	2x1000 Кз=0,55
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	134,4+95,2	144,1+105,8	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) со встроенными помещениями (II-я кат.)	134,4+25,7	144,1+28,6	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Итого ТП-18: Pp=235,9+(134,4+134,4+134,4 +142,5+118,5)+0,6x(95,2+60,9+25,7)=	1009,2	1089,6	
ТП-19	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+60,9	238,7+67,7	2x1000 Кз=0,61
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+25,7	238,7+28,6	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Итого ТП-19: Pp=235,9+142,5+142,5+118,5+222 +222+0,6x(60,9+25,7)=	1135,4	1224,4	
ТП-20	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+95,2	238,7+105,8	2x1000 Кз=0,56
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я	235,9	254,8	

Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм	Кол. уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 217

Продолжение приложения К

	кат.)			
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт) (II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Итого ТП-20: Рр=235,9+(235,9+222+142,5+118,5)+ 0,6х95,2=	**1012**	**1093**	
ТП-21	Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	2х1000 Кз=0,51 (с учетом нагрузки 1-й очереди стр-ва)
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция широтная (16эт)(II-я кат.)	142,5	153,2	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	
	Котельная (I-я категория)	320	395	
	Итого ТП-21: Рр=320+0,5(142,5х4+118,5)=	**664,25**	**765,4**	

Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	8435.2017-ЭС	Лист 9

1	2	3	4	5
ТП-22	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	2х1250 Кз=0,54
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) (II-я кат.)	235,9	254,8	
	Детское дошкольное учреждение на 300 мест (II-я кат.)	190	204,3	
	Итого ТП-22: Рр=235,9х5+190х0,4=	**1255,5**	**1355,7**	
ТП28	Котельная (I-я категория) (3шт.)	750	926	2х630 Кз=0,73
РТП5 (ТП)	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+95,2	238,7+105,8	2х1250 Кз=0,6
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+60,9	238,7+67,7	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+25,7	238,7+28,6	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+60,9	238,7+67,7	
	Многоквартирная блок секция меридиональная (16эт) со встроенными помещениями (II-я категория)	222,0+25,7	238,7+28,6	
	Многоквартирная блок секция угловая (16эт) (II-я кат.)	118,5	128	

Взам. инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 218

Продолжение приложения К

	Итого РТП5(ТП): Рр=222,0+(222,0х4+118,5)+ 0,6х(95,2+60,9х2+25,7х2)=	**1389,5**	**1500,5**	
ИТОГО по РТП5 по 2-й очереди стр-ва: S=2000+2000+2000+2000+2500+1260+2500		**7215,9**	**7954,6**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,75		**5411,9**	**5966**	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	8435.2017-ЭС	Лист 10

1	2	3	4	5
РТП6				
ТП24	Развлекательный центр (II-я кат.)	**1285**	**1427,8**	2х1000 Кз=0,7
ТП-25	Торговый центр (II-я кат.)	**1000**	**1111**	2х1000 Кз=0,5
ТП-26	Бизнес-центр (II-я кат.)	1165	1370	2х1600 Кз=0,52
	ФОК (II-я кат.)	320	355,6	
	Итого ТП-26: Рр=1165+0,8х320=	**1421**	**1654,5**	
ТП-27	Бассейн (II-я кат.)	255	283,3	2х1000 Кз=0,7
	Ледовый дворец (II-я кат.)	1000	1111,1	
	Итого ТП-27: Рр=1000+0,8х320=	**1256**	**1395,6**	
ИТОГО по РТП6 по 2-й очереди стр-ва.: S=1360+2000+2000+3200+2000		**4962**	**5588,9**	
С учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузок тр-ров Ку=0,65		**3235,3**	**3632,8**	
Итоговая расчётная нагрузка 2-й очереди строительства:				
ИТОГО:		**15973,5**	**17546,9**	
В том числе:				
Потребители I категории		**1320**		
Потребители II категории		**14011,5**		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭОС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 219

Продолжение приложения К

Потребители III категории	642		
Итоговая расчётная нагрузка микрорайона			
ИТОГО по 1-й очереди строительства:	13080,2	14436,8	
ИТОГО по 2-й очереди строительства:	15973,5	17546,9	
ИТОГО по всему микрорайону:	29053,7	31983,7	
В том числе:			
Потребители I категории	2720		
Потребители II категории	25061,7		
Потребители III категории	1272		

Взам. инв. №

Подп и дата

Инв. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	8435.2017-ЭС	Лист 11

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 220

Приложение Л-1

Справка

Для осуществления перевода нагрузок на напряжении 6 кВ с ПС 110/35/6 кВ Северная в объёме 4 МВт на соседнюю ПС 110/10 кВ Южная необходимо будет в электрических сетях АО «Распределительная сетевая компания» установнть дополнительно переходные трансформаторы 10/6 кВ и построить кабельные (воздушные) линии электроснабжения 10 кВ для подключения данных трансформаторов в схему электроснабжения потребителей данной организации.

Первый заместитель директора –
Главный инженер
филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»
- «Карачаево – Черкесскэнерго» А. П. Лысенко

Приложение Л-2

Акт №11/19 от 12.07.2019г.

технического освидетельствования

I. Вводная часть

1. Организация: Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» Зеленчукская группа ПС
2. Объект: ПС 110/35/6 кВ Преградная
3. Индекс технического состояния объекта в СУПА: 69
4. Перечень оборудования, на которое распространяется данный акт:

№ п/п	Тип, марка оборудования и элементов, включенных в технологическую систему	Диспетчерское наименование
1	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,25 с ЭН-0,25	ВЧ Л-28 Ф"В"
2	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,25 с ЭН-0,25	ВЧ Л-81 Ф"А"
3	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,25 с ЭН-0,25	ВЧ Л-81 Ф"С"
4	Выключатели масляные 110кВ, ВМТ-110Б-25/1250	МВ Т-1
5	Выключатели масляные 110кВ; ВМТ-110Б-25/1250	МВ Т-2
6	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-600-20	МВ С-1
7	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110М-630-20	МВ Л-81
8	Выключатели масляные 35кВ; ВТ-35-630-10	МВ С-31
9	Выключатели масляные 35кВ, ВТ-35-630-12,5	МВ Л-626
10	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-684
11	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-685
12	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-686
13	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-688
14	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-689
15	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-690
16	Выключатели масляные 6кВ; ВМГ-133-10/600	МВ Ф-692
17	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-676
18	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-677
19	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-678
20	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-679
21	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-680
22	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-681
23	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-682
24	Выключатели масляные 6кВ; ВМП-10К-600-20	МВ Ф-683
25	Выключатели масляные 6кВ; МГГ-10-20/2000	МВ С-61
26	Выключатели масляные 6кВ; МГГ-10-20/2000	МВ Т-61
27	Выключатели масляные 6кВ; МГГ-10-20/2000	МВ Т-62
28	Конденсаторы связи 110 кВ; СМПВ-110/√3-6,4У1	КС Л-81 Ф"С"
29	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55√3-0,0044	КС Л-81 Ф"А" (верхний)
30	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55√3-0,0044	КС Л-81 Ф"А" (нижний)
31	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55√3-0,0044	КС Л-81 Ф"В" (верхний)
32	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55√3-0,0044	КС Л-81 Ф"В" (нижний)
33	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ ТН-1 Ф"А"
34	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ ТН-1 Ф"В"
35	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ ТН-1 Ф"С"
36	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ ТН-2 Ф"А"
37	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ ТН-2 Ф"В"
38	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ ТН-2 Ф"С"
39	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ ТН-61 Ф"А"
40	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ ТН-61 Ф"В"
41	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ ТН-61 Ф"С"
42	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-1 Ф"А"
43	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-1 Ф"В"
44	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-1 Ф"С"
45	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-2 Ф"А"
46	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-2 Ф"В"
47	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП 6	РВ-6 Т-2 Ф"С"
48	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-62 Ф"А"
49	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-62 Ф"В
50	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-62 Ф"С"
51	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ ТН-31 Ф "А"

Продолжение приложения Л-2

52	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ ТН-31 Ф "В"
53	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ ТН-31 Ф "С"
54	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ ТН-32 Ф"А"
55	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ ТН-32 Ф"В"
56	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ ТН-32 Ф"С"
57	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-1 Ф "А"
58	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-1 Ф "В"
59	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-1 Ф "С"
60	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-2 Ф "А"
61	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-2 Ф "В"
62	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-2 Ф "С"
63	Разрядники вентильные 15-35 кВ; РВС-35+15	РВ-0 Т-1
64	Разрядники вентильные 15-35 кВ; РВС-35+16	РВ-0 Т-2
65	Разъединители 6 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель С-61-I
66	Разъединители 6 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель С-61-II
67	Разъединители 6 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель Т-61-I
68	Разъединители 6 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель Т-61-Н
69	Разъединители 6 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель Т-62-II
70	Разъединители 6 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель Т-62-Н
71	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель Л-28-II
72	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель Л-81-I
73	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель С-1-I
74	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель С-1-II
75	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель Т-1-I
76	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель Т-2-II
77	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель Л-28-Л
78	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель Л-81-Л
79	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель Т-1-Н
80	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель Т-2-Н
81	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель ТН-1-I
82	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель ТН-2-II
83	Разъединители 35 кВ; РЛНД-2-35/600	Разъединитель Л-625-Л
84	Разъединители 35 кВ; РЛНД-2-35/600	Разъединитель Л-626-Л
85	Разъединители 35 кВ; РЛНД-2-35/600	Разъединитель Т-31-Н
86	Разъединители 35 кВ; РЛНД-2-35/600	Разъединитель Т-32-Н
87	Разъединители 35 кВ; РЛНД-2-35/600	Разъединитель ТН-31-I
88	Разъединители 35 кВ; РЛНД-2-35/600	Разъединитель ТН-32-II
89	Разъединители 35 кВ; РЛНДЗ-1-35/600	Разъединитель Л-625-I
90	Разъединители 35 кВ; РЛНДЗ-1-35/600	Разъединитель Л-626-II
91	Разъединители 35 кВ; РЛНДЗ-1-35/600	Разъединитель С-31-I
92	Разъединители 35 кВ; РЛНДЗ-1-35/600	Разъединитель С-31-II
93	Разъединители 35 кВ; РЛНДЗ-1-35/600	Разъединитель Т-31-I
94	Разъединители 35 кВ; РЛНДЗ-1-35/600	Разъединитель Т-32-II
95	Силовой трансформатор 110 кВ; ТДТН-25000/110/35/6	Т-1
96	Силовой трансформатор 110 кВ; ТДТН-25000/110/35/6	Т-2
97	Силовой трансформатор 6 кВ; ТМ-30/6	ТСН-63
98	Силовой трансформатор 6 кВ; ТМ-50/6	ТСН-61
99	Силовой трансформатор 6 кВ; ТМ-60/6	ТСН-62
100	ТН маслонаполненные 35 кВ; ЗНОМ-35-65У1	ТН-31 Ф"А"
101	ТН маслонаполненные 35 кВ; ЗНОМ-35-65У1	ТН-31 Ф"А"
102	ТН маслонаполненные 35 кВ; ЗНОМ-35-65У1	ТН-31 Ф"В"
103	ТН маслонаполненные 35 кВ; ЗНОМ-35-65У1	ТН-32 Ф"А"
104	ТН маслонаполненные 35 кВ; ЗНОМ-35-65У1	ТН-32 Ф"В"
105	ТН маслонаполненные 35 кВ; ЗНОМ-35-65У1	ТН-32 Ф"С"
106	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-57У1	ТН-1 Ф"А"
107	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-57У1	ТН-1 Ф"В"
108	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-57У1	ТН-1 Ф"С"
109	ТН маслонаполненные 6 кВ; НТМИ-6-66У3	ТН-62
110	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка С-61
111	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Т-61
112	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Т-61-Н
113	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Т-62
114	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Т-62-Н
115	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка ТН-61
116	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка ТН-62
117	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка ТСН-61
118	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка ТСН-62
119	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-676
120	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-677
121	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-678 (резерв)
122	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-679
123	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-680
124	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-681
125	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-682
126	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-683
127	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-684

Продолжение приложения Л-2

128	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-665
129	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-666 (резерв)
130	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-667 (резерв)
131	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-668
132	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-689 (резерв)
133	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-690
134	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-692 (резерв)
135	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-693 (резерв)

5. Основание для проведения технического освидетельствования:
достижение срока, установленного при предыдущем техническом освидетельствовании.

6. Состав комиссии по техническому освидетельствованию:
Председатель комиссии:
Зам. главного инженера: Временников В.И.
Члены комиссии:
Начальник СПС: Магулаев Ш.С.
Ведущий инженер СРЗиА: Сулеменко А.О.
Начальник СИ и ДО: Скляров Е.Б.
Инспектор ГПБиПК: Лепехин А.А.
Начальник СДТУ: Лайпанов С.Х.
Начальник ОКСиИ: Хачиров Р.У.
Ведущий инженер СПС: Одинцов В.П.
Представитель Кавказского управления Ростехнадзора (по согласованию)

Старший мастер Зеленчукской группы подстанций Сайченко В.И.

II. Заключение
При исполнении намеченных мероприятий в срок, разрешается дальнейшая эксплуатация ПС 110/35/6 кВ Преградная до 12.07.2020г.

III. Корректирующие мероприятия
1. Замена по старению силового трансформатора 110 кВ Т-1 марки ТДТН-25000/110 1973г выпуска, проработавшего 2 нормативного срока, на новый аналогичной марки. Срок до 01.05.2020г.
2. Замена по старению силового трансформатора 110 кВ Т-2 марки ТДТН-25000/110 1971г выпуска, проработавшего 2 нормативных срока, на новый аналогичной марки. Срок до 01.05.2020г.

IV. Срок следующего технического освидетельствования не позднее 12.07.2020г.

V. Приложения:
Протоколы испытания эл. оборудования

Продолжение приложения Л-2

Председатель комиссии _____ Временников В.И.
(подпись)
«12» 07 2019г.

Члены комиссии _____ Магулаев Ш.С.
(подпись)
«12» 07 2019г.

_____ Сулеменко А.О.
(подпись)
«12» 07 2019г.

_____ Скляров Е.Б.
(подпись)
«12» 07. 2019г.

_____ Лепехин А.А.
(подпись)
«12» 07 2019г.

_____ Лайпанов С.Х.
(подпись)
«12» 07 2019г.

_____ Хачиров Р.У.
(подпись)
«12» 07 2019г.

_____ Одинцов В.Н.
(подпись)
«12» 07 2019г.

Представитель Кавказского управления Ростехнадзора (по согласованию) _____ (подпись)
«12» 07 2019г.

_____ Сайченко В.И.
(подпись)
«12» 07. 2019г.

Приложение Л-3

Акт №10/19 от 11.07.2019г.

технического освидетельствования

I. Вводная часть

1. Организация: Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» Черкесская группа ПС

2. Объект: ПС 110/10/6 кВ Северная

3. Индекс технического состояния объекта в СУПА: 67

4. Перечень оборудования, на которое распространяется данный акт:

№ п/п	Тип, марка оборудования и элементов, включенных в технологическую систему	Диспетчерское наименование
1	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-1000-0,6 с ЭН-0,6	ВЧЗ Л-228 Ф"А"
2	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-228 Ф"В"
3	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-2000	ВЧЗ Л-228 Ф"С"
4	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,25 У1	ВЧЗ Л-228 Ф"С"
5	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-126 Ф"А"
6	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-126 Ф"В"
7	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-126 Ф"С"
8	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-27 Ф"А"
9	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-27 Ф"В"
10	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-27 Ф"С"
11	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-95 Ф"А"
12	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-95 Ф"В"
13	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-95 Ф"С"
14	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-97 Ф"В"
15	ВЧ-заградители 110 кВ; ВЗ-600-0,5	ВЧЗ Л-97 Ф"С"
16	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-1000-20 с ПП-67	МВ Ф-629
17	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-600-20	МВ Ф-612
18	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-601
19	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-602
20	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-603
21	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-605
22	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-606
23	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-607
24	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-614
25	Выключатели масляные 10кВ; ВМГ-133-630-20 с ПП-67	МВ Ф-618
26	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10-1000-20	МВ Ф-615
27	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10-1000-20 с ПП-67	МВ Ф-617
28	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-1600-20	МВ С-61
29	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-600-20 с ПП-67	МВ Ф-621
30	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-619
31	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-620
32	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-624
33	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-625
34	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-626
35	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-627
36	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-628
37	Выключатели масляные 10кВ; ВМП-10К-630-20 с ПП-67	МВ Ф-630
38	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-1000-20	МВ Ф-137
39	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Т-103
40	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Т-63
41	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-135
42	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-136
43	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-138
44	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-139
45	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-616
46	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-623
47	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-631
48	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-632
49	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-633
50	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-636
51	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-637
52	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-638
53	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-639

Продолжение приложения Л-3

54	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-640
55	Выключатели масляные 10кВ; ВМПЭ-10-630-20	МВ Ф-641
56	Выключатели масляные 10кВ; МГ-10-5000-45	МВ Т-51
57	Выключатели масляные 10кВ; МГГ-10-2000-29	МВ Т-62
58	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-630-20	МВ Л-126
59	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-630-20	МВ Л-220
60	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-630-20	МВ Л-228
61	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-630-20	МВ Л-27
62	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-630-20	МВ Л-85
63	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110-630-20	МВ Л-97
64	Выключатели масляные 110кВ; МКП-110М-1000-20	МВ М-2
65	Конденсаторы связи 110 кВ; СМП-110/V3-6,4У1	КС Л-126 Ф"А"
66	Конденсаторы связи 110 кВ; СМП-110/V3-6,4У1	КС Л-126 Ф"В"
67	Конденсаторы связи 110 кВ; СМП-110/V3-6,4У1	КС Л-126 Ф"С"
68	Конденсаторы связи 110 кВ; СМП-110/V3-6,4У1	КС Л-97 Ф"С"
69	Конденсаторы связи 110 кВ; СМП-66/V3-4,4У1	КС Л-228 Ф"С"
70	Конденсаторы связи 110 кВ; СМП-66/V3-4,4У1	КС Л-228 Ф"С"
71	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-110/V3-0,0064У1	КС Л-27 Ф"А"
72	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-110/V3-0,0064У1	КС Л-95 Ф"В"
73	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-110/V3-0,0064У1	КС Л-95 Ф"С"
74	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55V3-0,0044	КС Л-228 Ф"А"
75	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55V3-0,0044	КС Л-228 Ф"В"
76	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55V3-0,0044	КС Л-228 Ф"А"
77	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55V3-0,0044	КС Л-228 Ф"В"
78	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55V3-0,0044	КС Л-27 Ф"В"
79	Конденсаторы связи 110 кВ; СМР-55V3-0,0044	КС Л-27 Ф"С"
80	Разрядники вентильные 10 кВ; РВО-10	РВ-10 Т-101 Ф А
81	Разрядники вентильные 10 кВ; РВО-10	РВ-10 Т-101 Ф В
82	Разрядники вентильные 10 кВ; РВО-10	РВ-10 Т-101 Ф С
83	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ-110 ТН-2 Ф"А"
84	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ-110 ТН-2 Ф"В"
85	Разрядники вентильные 110 кВ; РВМГ-110 М	РВ-110 ТН-2 Ф"С"
86	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-2 Ф А
87	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-2 Ф В
88	Разрядники вентильные 35 кВ; РВС-35	РВ-35 Т-2 Ф С
89	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ ТН-61 Ф А
90	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ ТН-61 Ф В
91	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ ТН-61 Ф С
92	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-1 Ф"А"
93	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-1 Ф"В"
94	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-1 Ф"С"
95	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-2 Ф"А"
96	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-2 Ф"В"
97	Разрядники вентильные 6 кВ; РВП-6	РВ-6 Т-2 Ф"С"
98	Разрядники вентильные 6 кВ; РВС-35-15	РВ-0 Т-1
99	Разрядники вентильные 6 кВ; РВС-35-15	РВ-0 Т-2
100	Разъединители 110 кВ; РЛНД-1-110/600	Разъединитель Л-126-III
101	Разъединители 110 кВ; РЛНД-2-110/600	Разъединитель Л-126-II
102	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель АТ-1(обх)
103	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Л-126-I
104	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Л-220-II
105	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Л-220-III
106	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Л-27-I
107	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Л-27-III
108	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Л-97-I
109	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель М-2-II
110	Разъединители 110 кВ; РНД-110/630	Разъединитель Т-1-I
111	Разъединители 110 кВ; РНД-110Б/1000	Разъединитель Л-97-III
112	Разъединители 110 кВ; РНД 110У/1000	Разъединитель Л-95-I
113	Разъединители 110 кВ; РНД-35/1000	Разъединитель Л-601-II
114	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/1000	Разъединитель Л-95-II
115	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/1000	Разъединитель М-1-I
116	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/1000	Разъединитель М-2-I
117	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель Л-126-II
118	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель Л-220-I
119	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель Л-27-II
120	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель Л-97-II
121	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель М-1-II
122	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель М-2-III
123	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-1-110/600	Разъединитель Т-2-II
124	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/1000	Разъединитель Л-95-II
125	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/600	Разъединитель Л-220-II
126	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/600	Разъединитель Л-97-II
127	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/600	Разъединитель ТН-1-I
128	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/600	Разъединитель ТН-2-II
129	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/600	Разъединитель ТН-3-III
130	Разъединители 110 кВ; РНДЗ-2-110/630	Разъединитель Л-27-II
131	Разъединители 6-10 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель Т-61-I

Продолжение приложения Л-3

132	Разъединители 6-10 кВ; РВ-10/2000	Разъединитель Т-61-Н
133	Разъединители 6-10 кВ; РВ-6/2000	Разъединитель Т-62-II
134	Разъединители 6-10 кВ; РВ-6/2000	Разъединитель Т-62-Н
135	Разъединители 6-10 кВ; РВ-6/2000	Разъединитель ТСН-61-I
136	Разъединители 6-10 кВ; РВ-6/2000	Разъединитель ТСН-62-II
137	Силовой трансформатор 10 кВ; ТМ-6300-10/6	Т-63
138	Силовой трансформатор 110 кВ; ТДТН-20000/110/35/6	Т-2
139	Силовой трансформатор 110 кВ; ТДТН-25000/110/35/6	Т-1
140	Силовой трансформатор 110 кВ; ТДТН-25000/110-10/6	Т-3 Резерв
141	Силовой трансформатор 6 кВ; ТМ-160/6	ТСН-62
142	Силовой трансформатор 6 кВ; ТМ-250/6	ТСН-61
143	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-57У1	ТН Л-228 Ф"С"
144	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН Л-95 Ф"С"
145	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-1 Ф"А"
146	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-1 Ф"В"
147	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-1 Ф"С"
148	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-2 Ф"А"
149	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-2 Ф"В"
150	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-2 Ф"С"
151	ТН маслонаполненные 110 кВ; НКФ-110-83	ТН-3 Ф"С"
152	ТН маслонаполненные 6 кВ; НТМИ-6-66У3	ТН-61
153	ТН маслонаполненные 6 кВ; НТМИ-6-66У3	ТН-62
154	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-126 Ф"А"
155	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-126 Ф"В"
156	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-126 Ф"С"
157	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-228 Ф"А"
158	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-228 Ф"В"
159	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-228 Ф"С"
160	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-97 Ф"А"
161	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-97 Ф"В"
162	ТТ маслонаполненные 110 кВ; ТФНД-110М 600/5	ТТ Л-97 Ф"С"
163	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка (Резерв)
164	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка (Резерв)
165	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка С-61
166	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Т-61
167	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Т-62
168	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка ТН-61
169	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка ТН-62
170	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка ТСН-61
171	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка ТСН-62
172	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-601
173	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-602
174	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-603
175	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-604
176	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-605
177	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-606 (резерв)
178	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-607
179	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-608
180	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-609
181	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-610
182	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-611
183	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-612
184	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-613
185	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-614
186	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-615
187	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-615
188	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-617
189	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-618
190	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-622
191	Ячейки КРУ внутренней установки; К-III У	Ячейка Ф-629
192	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Т-63
193	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-619 (резерв)
194	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-620 (резерв)
195	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-621
196	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-623
197	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-624
198	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-625
199	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-626
200	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-627
201	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-628
202	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-630
203	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-631
204	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-632
205	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-633
206	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-634 (резерв)
207	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-636
208	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-637 (резерв)
209	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-638

Продолжение приложения Л-3

210	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-639
211	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-640
212	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XII	Ячейка Ф-641
213	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Т-103
214	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка ТН-103
215	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-135
216	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-136
217	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-137
218	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-138
219	Ячейки КРУ внутренней установки; К-XXVI	Ячейка Ф-139

5. Основание для проведения технического освидетельствования:
достижение срока, установленного при предыдущем техническом освидетельствовании.

6. Состав комиссии по техническому освидетельствованию:
Председатель комиссии:
Зам. главного инженера: Временников В.И.
Члены комиссии:
Начальник СПС: Магулаев Ш.С.
Ведущий инженер СРЗиА: Сулеменко А.О.
Начальник СИ и ДО: Скляров Е.Б.
Инспектор ГПБиПК: Лепехин А.А.
Начальник СДТУ: Лайпанов С.Х.
Начальник ОКСиИ: Хачиров Р.У.
Ведущий инженер СПС: Одинцов В.Н.
Представитель Кавказского управления Ростехнадзора (по согласованию)

Старший мастер Черкесской группы подстанций Шумаев А.Р.

II. Заключение
При исполнении намеченных мероприятий в срок, разрешается дальнейшая эксплуатация ПС 110/10/6 кВ Северная до 11.07.2020г.

III. Корректирующие мероприятия
1. Замена по старению силового трансформатора 110 кВ Т-1 марки ТДТН-25000/110 1970г выпуска, проработавшего 2 нормативного срока, на новый аналогичной стандартной марки. Срок до 01.05.2020г.
2. Замена по старению силового трансформатора 110 кВ Т-2 нестандартной марки ТДТН-20000/110 1967г выпуска, проработавшего более 2 нормативных сроков, на новый стандартной марки ТДТН-25000/110. Срок до 01.05.2020г.

IV. Срок следующего технического освидетельствования не позднее 11.07.2020г.

V. Приложения:
Протоколы испытания эл. оборудования

Продолжение приложения Л-3

Председатель комиссии _____ Временников В.И.
(подпись)
«11» 07 2019г.

Члены комиссии _____ Магулаев Ш.С.
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Сулеменко А.О.
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Скляров Е.Б.
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Лепехин А.А.
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Лайпанов С.Х.
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Хачиров Р.У.
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Одинцов В.Н.
(подпись)
«11» 07 2019г.

Представитель Кавказского управления Ростехнадзора
(по согласованию)

Кавказское управление Ростехнадзора
Карачаево-Черкесская Республика
Джатуев М.Р.

_____
(подпись)
«11» 07 2019г.

_____ Шумаев А.Р.
(подпись)
«11» 07 2019г.

Взам.инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Приложение Л-4

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель генерального директора -
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

_____ В.В. Афанасьев

«10» 09 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель Генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров

«11» 09 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 802р
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 29.06.2018 №589-06-18 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ №_____ энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска Общества с ограниченной ответственностью «Шане», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 29,05 МВт в два этапа (на I этапе - 13,08 МВт, на II этапе 29,05 МВт с учетом максимальной мощности I этапа) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На I этапе:

- концевая опора отпайки от опоры №126 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126) (инв. № Ч00001585) на сооружаемую ПС 110 кВ Свобода (предлагаемое наименование) с максимальной мощностью 6,54 МВт;

- концевая опора отпайки от опоры №12 ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27) (инв. № Ч00001571) на сооружаемую ПС 110 кВ Свобода с максимальной мощностью 6,54 МВт.

На II этапе:

- концевая опора отпайки от опоры №126 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126) (инв. № Ч00001585) на ПС 110 кВ Свобода (предлагаемое наименование) с увеличением максимальной мощности на 7,96 МВт до величины 14,5 МВт;

- концевая опора отпайки от опоры №12 ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27) (инв. № Ч00001571) на ПС 110 кВ Свобода с увеличением максимальной

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Продолжение приложения Л-4

мощности на 8,01 МВт до величины 14,55 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения:

на I этапе - 11,81 МВт по второй категории надежности электроснабжения,
1,27 МВт по третьей категории надежности электроснабжения;

на II этапе - 2,72 МВт по первой категории надежности электроснабжения

25,06 МВт по второй категории надежности электроснабжения,
1,27 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

На I этапе:

1.1. Сооружение ПС 110 кВ Свобода с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ с устройствами АРН мощностью по 40 МВА каждый на земельном участке Заявителя.

1.2. Сооружение ЛЭП 110 кВ по схеме «отпайка» от опоры №126 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126) (инв. № Ч00001585) на ПС 110 кВ Свобода ориентировочной протяжённостью 0,5 км.

1.3. Сооружение ЛЭП 110 кВ по схеме «отпайка» от опоры №12 ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27) (инв. № Ч00001571) на ПС 110 кВ Свобода ориентировочной протяжённостью 0,5 км.

На II этапе:

Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

2.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем

передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

— в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

— предусмотреть организацию расчетного учета в линейных ячейках РУ 110 кВ проектируемой ПС 110 кВ Свобода с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

— обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ПАО «МРСК Северного Кавказа» с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР).

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi \geq 0,5$ в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий, нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.4. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

3.5. В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, а также для энергопринимающих устройств, относящихся к особой категории первой категории надежности электроснабжения, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1 и 2.4 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2, 1.3 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам; урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга с корректировкой утвержденных технических условий

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении

Продолжение приложения Л-4

технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

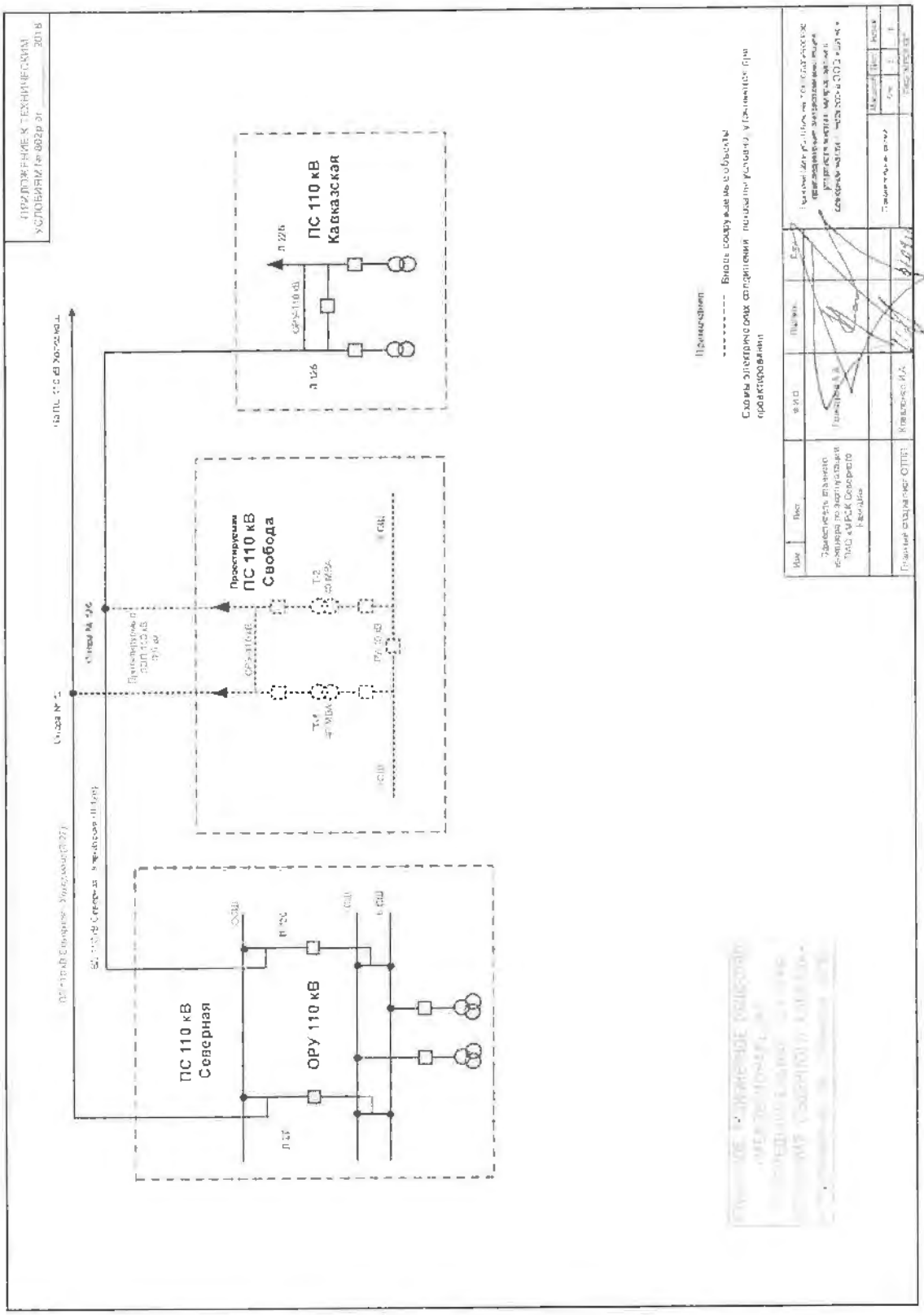
4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «МРСК Северного Кавказа» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Коваленко П.А.
тел. (8793) 40-18-62

Продолжение приложения Л-4



Приложение Л-5

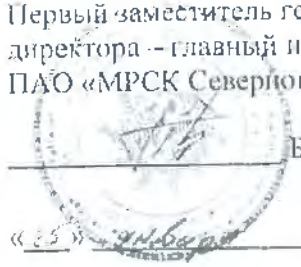
1

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель генерального директора -
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

_____ В.В. Афанасьев

«23» 01 2019 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»



_____ Б.Х. Мисиров

«25» января 2019 г.

ИЗМЕНЕНИЯ №1 в ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 802р
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие изменения в технические условия №802р разработаны на основании письма Общества с ограниченной ответственностью «Шанс» от 29.11.2018 №80 (далее – ООО «Шанс») и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ №_____ энергопринимающих устройств жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Внести следующие изменения в текст технических условий №802р на технологическое присоединение энергопринимающих устройств жилого микрорайона Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», утвержденных 11.09.2018 (далее – технические условия):

1. Четвертый и пятый абзацы преамбулы технических условий изложить в следующей редакции:

«На I этапе:

- концевая опора отпайки от опоры №127 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126) (инв. № Ч00001585) на сооружаемую ПС 110 кВ Свобода (предлагаемое наименование) с максимальной мощностью 6,54 МВт;

- концевая опора отпайки от опоры №11 ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27) (инв. № Ч00001571) на сооружаемую ПС 110 кВ Свобода с максимальной мощностью 6,54 МВт.

На II этапе:

- концевая опора отпайки от опоры №127 ВЛ 110 кВ Северная – Кавказская (Л-126) (инв. № Ч00001585) на ПС 110 кВ Свобода (предлагаемое наименование) с увеличением максимальной мощности на 7,96 МВт до величины 14,5 МВт;

- концевая опора отпайки от опоры №11 ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27) (инв. № Ч00001571) на ПС 110 кВ Свобода с увеличением максимальной мощности на 8,01 МВт до величины 14,55 МВт.».

2. Пункты 1.2 и 1.3 технических условий изложить в следующей редакции:

«1.2. Сооружение ЛЭП 110 кВ по схеме «отпайка» от опоры №127 ВЛ 110

Продолжение приложения Л-5

2

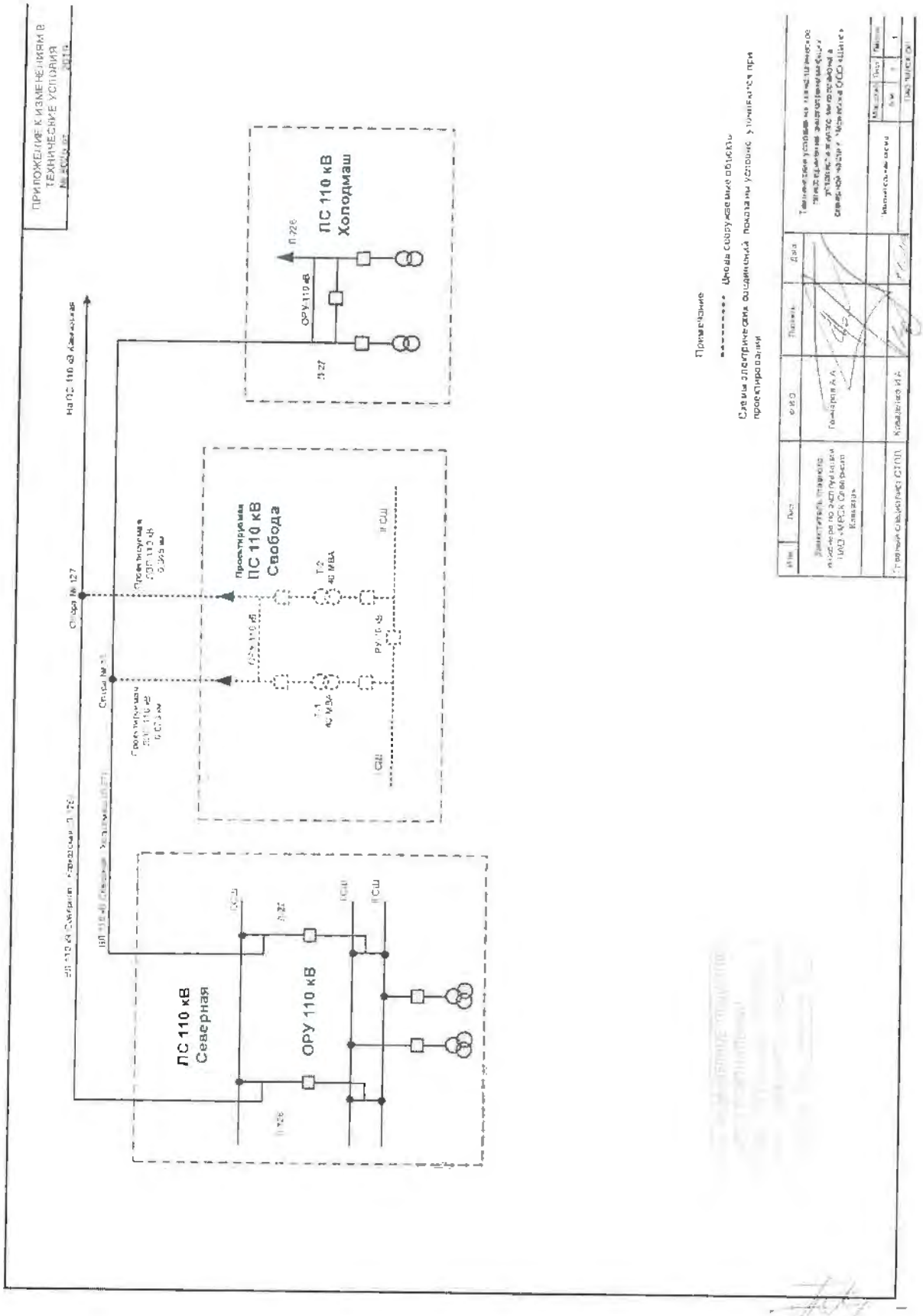
кВ Северная – Кавказская (Л-126) (инв. № Ч00001585) на ПС 110 кВ Свобода ориентировочной протяжённостью 0,045 км.

1.3. Сооружение ЛЭП 110 кВ по схеме «отпайка» от опоры №11 ВЛ 110 кВ Северная – Холодмаш (Л-27) (инв. № Ч00001571) на ПС 110 кВ Свобода ориентировочной протяжённостью 0,073 км.».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Коваленко И.А
тел. (8793) 40-18-62

Продолжение приложения Л-5



Приложение Л-6

СОГЛАСОВАНО:
Первый заместитель директора -
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

_____ К.Г. Тисленко

«16» октября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров

«16» октября 2018 г.

ИЗМЕНЕНИЯ №2 к ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 627р
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «МРСК Северного Кавказа» по индивидуальному проекту

Настоящие изменения в технические условия №627р от 21.10.2016 с изменениями от 18.01.2017 разработаны на основании письма ООО «Малые ГЭС Ставрополья и Карачаево-Черкесии», именуемого в дальнейшем – Заявитель, от 12.10.2018 №1592/10.6-2 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от 11.09.2017 №398/2017 энергетических установок (Усть-Джегутинская ГЭС – диспетчерское наименование) Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Текст технических условий №627р на технологическое присоединение энергетических установок (Усть-Джегутинская ГЭС) Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», утвержденных 21.10.2016 с изменениями от 18.01.2017, начиная с третьего абзаца преамбулы, изложить в следующей редакции:

«Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 5,6 МВт в два этапа (на I этапе 5,6 МВт, на II этапе 5,6 МВт (с учетом максимальной мощности на I этапе) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На I этапе с образованием 2 (двух) точек присоединения:

- опора на границе земельного участка Заявителя проектируемой ВЛ 6 кВ, присоединяемой к проектируемой линейной ячейке на I СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Головная (инв. № Ч00078246) с максимальной мощностью 2,8 МВт;
- опора на границе земельного участка Заявителя проектируемой ВЛ 6 кВ, присоединяемой к проектируемой линейной ячейке на II СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Головная (инв. № Ч00078247) с максимальной мощностью 2,8 МВт.

На II этапе с образованием 2 (двух) точек присоединения:

- опора на границе земельного участка Заявителя проектируемой ВЛ 6 кВ, присоединяемой к проектируемой линейной ячейке на I СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Головная (инв. № Ч00078246) с максимальной мощностью 2,8 МВт;
- опора на границе земельного участка Заявителя проектируемой ВЛ 6 кВ, присоединяемой к проектируемой линейной ячейке на II СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Головная (инв. № Ч00078247) с максимальной мощностью 2,8 МВт.

Продолжение приложения Л-6

2

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

На I этапе:

1.1. Установку двух дополнительных линейных ячеек на I и II СШ 6 кВ ПС 110 кВ Головная с вакуумными выключателями.

1.2. Установку на ПС 110 кВ Головная дополнительных измерительных трансформаторов напряжения на шинных мостах 6 кВ трансформаторов Т-1, Т-2.

1.3. Установку на Усть-Джегутинской ГЭС КРУ-6 кВ с вакуумными выключателями в цепях отходящих линий, вводных и секционных ячейках, трансформаторов собственных нужд.

1.4. Строительство ВЛ 6 кВ в двухцепном исполнении от проектируемых линейных ячеек на I и II СШ 6 кВ ПС 110 кВ Головная до границы земельного участка Заявителя ориентировочной протяженностью 2,1 км.

1.5. Установку двух гидрогенераторов Усть-Джегутинской ГЭС установленной (максимальной) мощностью по 2,8 МВт каждый с подключением к КРУ-6 кВ, проектируемого по п. 1.3.

1.6. Строительство двух ЛЭП 6 кВ от ВЛ 6 кВ, проектируемой по пункту 1.4 технических условий, до КРУ-6 кВ Усть-Джегутинской ГЭС в границах земельного участка Заявителя.

На II этапе без мероприятий по основному оборудованию.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

2.1.1. На II этапе оснастить ПС 110 кВ Головная комплектами релейных защит, селективно ликвидирующих КЗ на 1 с.ш. 110 кВ (2 с.ш. 110 кВ) ПС 110 кВ Головная, ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГЭС – Южная (Л-42) (ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы (Л-218)) со стороны шин 6 кВ ПС 110 кВ Головная при подпитке КЗ со стороны генераторов Усть-Джегутинской ГЭС и воздействующих на отключение вводных выключателей трансформаторов ПС 110 кВ Головная со временем, не более предельного по условиям обеспечения динамической устойчивости генераторов Усть-Джегутинской ГЭС.

2.2. На I этапе оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах 1.3, 1.5 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Продолжение приложения Л-6

3

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. На I этапе оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах 1.3, 1.5 настоящих технических условий, телефонной связью с диспетчерским персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

2.4. На I этапе выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- точки учета согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго»;
- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

2.5. На I этапе оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Обеспечить следующие характеристики генерирующего оборудования электростанции:

3.1.1. Заявляемую скорость сброса/набора нагрузки не менее 1,1 МВт/мин.

3.1.2. Заявляемый нижний предел регулировочного диапазона 4 % (от установленной мощности генерирующего оборудования, указанной в преамбуле настоящих технических условий).

3.1.3. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

3.1.4. В случае оснащения генератора автоматическим регулятором возбуждения сильного действия, функциональная структура которого для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме имеет каналы стабилизации или системные стабилизаторы (PSS), АРВ дополнительно должен обеспечивать следующие функции:

- демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

4

- релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую увеличение напряжения возбуждения и тока возбуждения электрической машины с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений, и имеющую настраиваемые параметры: напряжение ввода и снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения;

- блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более;

- устойчивую работу генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

- ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 с.

Выполнение указанных требований должно быть подтверждено результатами испытаний. Программа испытаний должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

3.2. Оснастить объекты по производству электрической энергии устройствами РЗА, исключающими несинхронное включение объекта по производству электрической энергии в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на объект по производству электрической энергии от электрических сетей.

3.3. Предусмотреть участие объекта по производству электрической энергии в общем первичном регулировании частоты.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3, 1.5, 1.6, 2.4 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Карачаево-Черкесскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.2, 1.4, 2.1.1 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «МРСК Северного Кавказа» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское

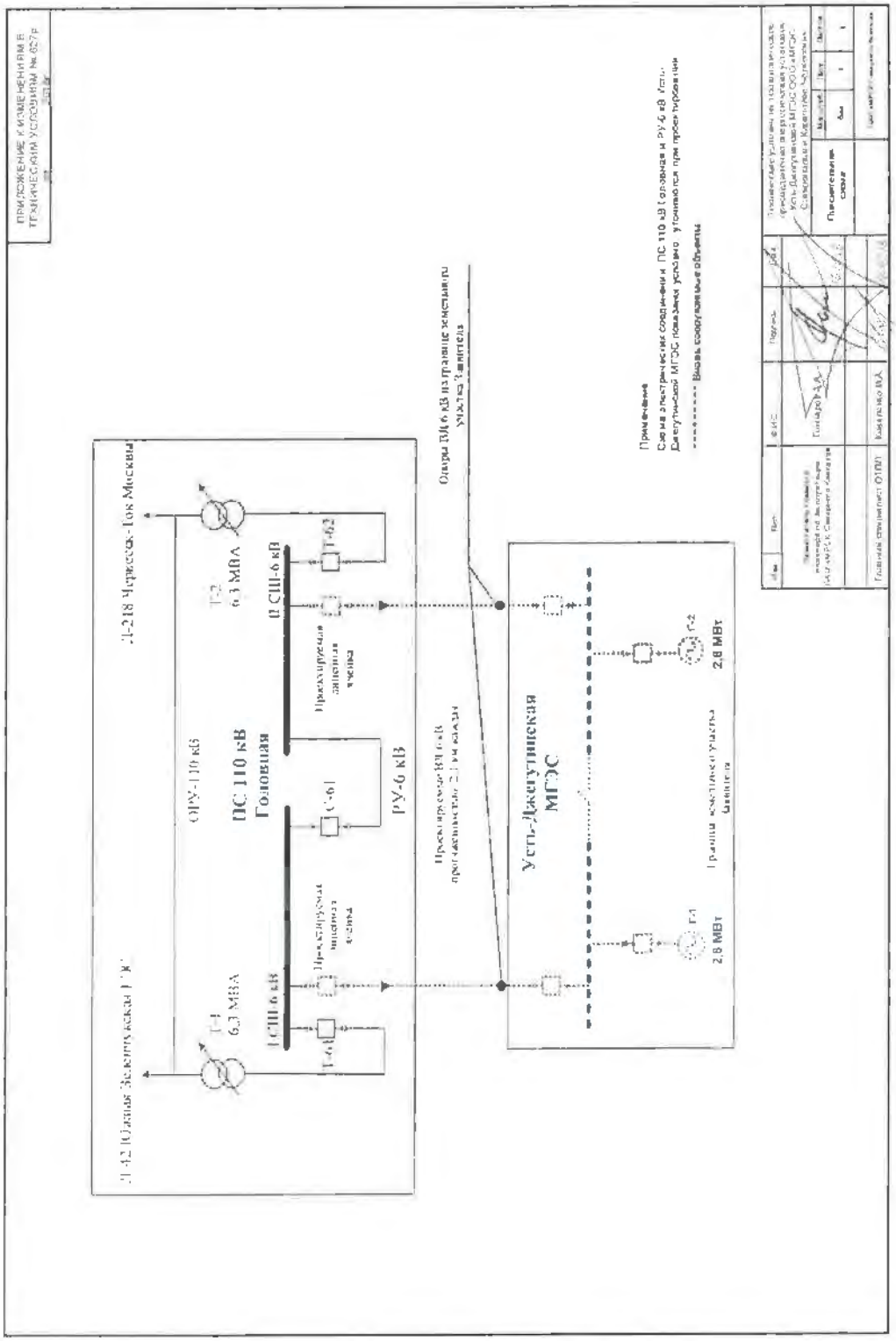
РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

Приложение:

1. Пояснительная схема присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Продолжение приложения Л-6



Приложение Л-7

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель Генерального директора – главный инженер ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров

«01» ____08____ 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №598 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 18.07.2016 № 641-07-16 и являются неотъемлемой частью Договора на осуществление технологического присоединения №_____ от_____ энергопринимающих устройств физкультурно-оздоровительного комплекса, расположенного в а. Хабез Карачаево-Черкесской Республики, Общества с ограниченной ответственностью «Газпром инвестгазификация», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия действительны в течение 5 (пяти) лет с момента их утверждения.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 0,74 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- линейная ячейка на I СШ РУ-0,4 кВ проектируемого ТП 10/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,37 МВт;
- линейная ячейка на II СШ РУ-0,4 кВ проектируемого ТП 10/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,37 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме:

- 0,10043 МВт по первой категории надежности электроснабжения;
- 0,63957 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия

настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Установку ТП 10/0,4 кВ на границе земельного участка Заявителя с двумя силовыми трансформаторами мощностью по 1 МВА каждый и с устройством АВР.

1.2. Строительство ВЛ 10 кВ от опоры №44 ВЛ 10 кВ Ф-506 (инв. №Ч00004051) II СШ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Хабез до ТП-10/0,4 кВ, сооружаемого по п. 1.1, ориентировочной протяженностью 1,5 км проводом марки СИП-3.

1.3. Строительство ВЛ 10 кВ от опоры №48 ВЛ 10 кВ Ф-502 (инв. №Ч00004056) I СШ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Хабез до ТП 10/0,4 кВ, сооружаемого по п. 1.1, ориентировочной протяженностью 0,02 км проводом марки СИП-3.

1.4. Строительство ЛЭП 0,4 кВ от I и II СШ РУ-0,4 кВ проектируемого по п. 1.1 ТП 10/0,4 кВ до ВРУ-0,4 кВ Заявителя.

1.5. Замену трансформаторов тока 50/5 на трансформаторы тока 100/5 в линейной ячейке Ф-506 РУ-10 кВ ПС 110 кВ Хабез (инв. №Ч00005928).

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

предусмотреть организацию расчетного учета в РУ-0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ на границе раздела балансовой принадлежности с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ Карачаево-Черкеского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0,4$ на шинах 10 кВ ТП 10/0,4 кВ, в целях поддержания соотношений потребления

активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя:

3.3.1. Фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

3.3.2. Средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в автоматизированную систему Карачаево-Черкесского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа», показатели качества электроэнергии должны передаваться в объеме в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.4 с учетом требований раздела 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Карачаево-Черкесским филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.3, 1.5, 2.1 настоящих технических условий, включая мероприятия по фактическому присоединению энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства Заявителя.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий.

4.6. Обеспечить участие представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом Федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор.

Продолжение приложения Л-7

4

4.7. Получить разрешение Федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

Приложение: Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Гурский М.Ю.
тел. (8793) 23-91-97

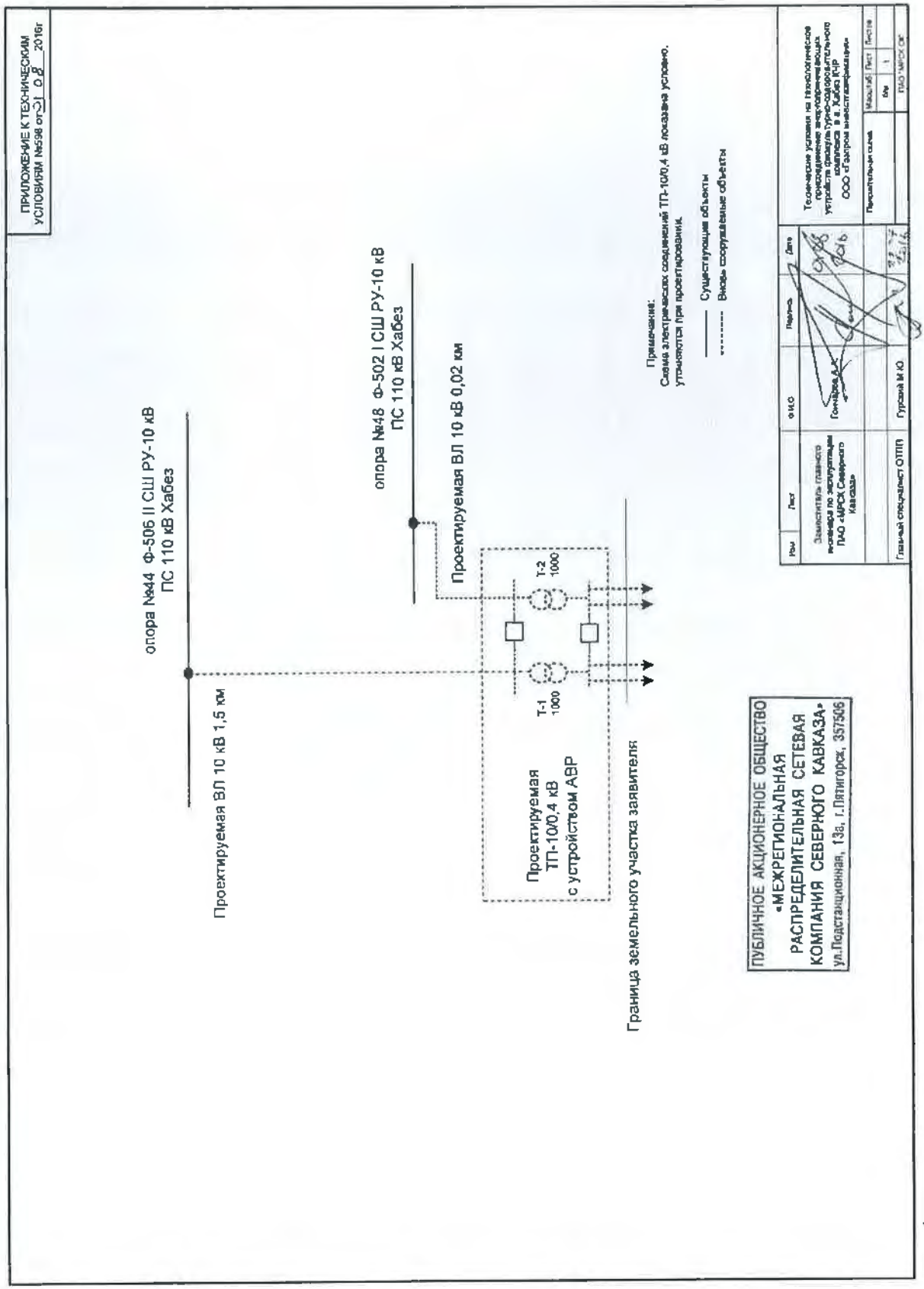
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» ул.Подстанционная, 13в, г.Пятигорск, 357506

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения Л-7



Приложение Л-8

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель генерального директора -
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

_____ В.В. Афанасьев
«05» _____09_____ 2016 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров
«04» _____09_____ 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 611р
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «МРСК Северного Кавказа» по индивидуальному проекту

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 07.07.2016 № 608-07-16 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств ООО «Строитель» (технопарк, расположенный в Усть-Джегутинском районе Карачаево-Черкесской Республики), именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 31,5 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- концевая опора отпайки от ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) (инв. №400007062) на ПС 110 кВ Технопарк с максимальной мощностью 15,75 МВт;

- концевая опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) (инв. №40001576) на ПС 110 кВ Технопарк с максимальной мощностью 15,75 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 31,5 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист
251

Продолжение приложения Л-8

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Сооружение ПС 110 кВ Технопарк с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, оснащенных устройствами АРН. РУ-110 кВ выполнить по типовой схеме №4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схему РУ-110 кВ уточнить проектом).

1.2. Сооружение одной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,4 км на ПС 110 кВ Технопарк с присоединением отпайкой к опоре №54 ВЛ 110 кВ Черкесск – Ток Москвы с отпайками (Л-218) (инв. №Ч00007062).

1.3. Сооружение одной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,1 км на ПС 110 кВ Технопарк с присоединением отпайкой к опоре №83 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) (инв. №Ч00001576).

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с Карачаево-Черкесским филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ;

схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с Карачаево-Черкесским филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

2.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:

- технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с Карачаево-Черкесским филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

2.3. Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом Карачаево-Черкесского филиала ПАО «МРСК Северного

Продолжение приложения Л-8

Кавказа» по двум независимым каналам связи.

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

предусмотреть организацию расчетного учета в проектируемых ячейках 110 кВ силовых трансформаторов проектируемой ПС 110 кВ Технопарк с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0.5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0,4$ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Технопарк, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

4

3.4. В случае если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания . Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 2.4, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Карачаево-Черкесским филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет разработку проектной документации по мероприятиям, указанным в пунктах 1.2, 1.3, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий. При проектировании оформить отдельными томами каждое из перечисленных в данном пункте мероприятий.

Выполнение перечисленных в данном пункте мероприятий осуществляется ПАО «МРСК Северного Кавказа» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора об осуществлении технологического присоединения.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. При проектировании согласно пунктам 4.1 - 4.2 настоящих технических условий учесть технические решения, принятые в проектах:

- Реконструкция ПС 110/10 кВ Южная. Организация быстродействующих защит ВЛ 110 кВ Зеленчукская ГЭС -Южная (Л-42);

- Реконструкция ПС 110/10 кВ Южная. Оснащение ПС 110/10 кВ Южная устройствами и оборудованием для организации каналов ПА по ВЛ 110 кВ Черкесск - Южная (Л-217) и по ВЛ-110 кВ Зеленчукская ГЭС - Южная (Л-42)» для нужд Карачаево-Черкесского филиала АО «МРСК Северного Кавказа».

4.5. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

4.6. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

4.7. Обеспечить участие представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга в осмотре (обследовании) присоединяемых

Продолжение приложения Л-8

энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор.

4.8. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

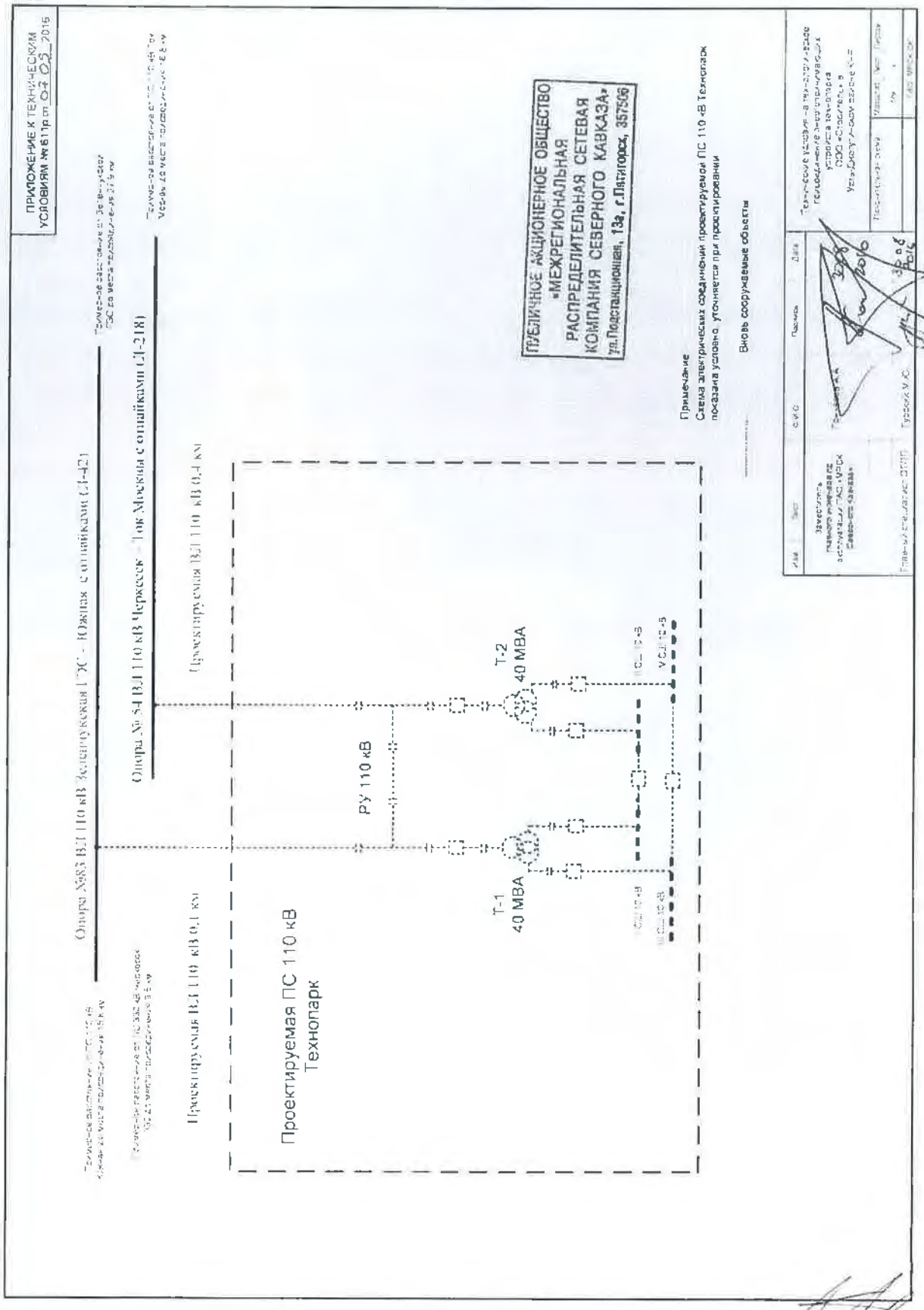
Исполнитель: Гурский М.Ю.
тел. (8793) 23-91-97

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»
ул.Подстанционная, 13а, г.Пятигорск, 357500

Взам.инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ	Лист 255

Продолжение приложения Л-8



Приложение Л-9

1

СОГЛАСОВАНО:
Первый заместитель директора -
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС»
Северокавказское РДУ

_____ К.Е. Тиленко
«19» января 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель Генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров
«19» 01 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 767р
на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» по индивидуальному проекту

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 13.11.2017 №1024-11-17 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергетических установок Нижне-Красногорской МГЭС (ст. Красногорская Карачаево-Черкесской Республики) Общества с ограниченной ответственностью «Южэнергострой», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 24,9 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- концевая опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) (инв. №Ч00001576) на РУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС с максимальной мощностью 14,95 МВт;
- концевая опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) (инв. №Ч00078175) на РУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС с максимальной мощностью 9,95 МВт.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Сооружение ОРУ 110 кВ и КРУ 10 кВ Нижне-Красногорской МГЭС с установкой двух трансформаторов напряжением 10/110 кВ мощностью по 25 МВА каждый.

1.2. Сооружение отпайки от опоры №184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) (инв.№ Ч00001576) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км.

1.3. Сооружение отпайки от опоры №55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) (инв.№ Ч00078175) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км.

1.4. Сооружение трех гидрогенераторов Нижне-Красногорской МГЭС установленной (максимальной) мощностью 9,95 МВт, 9,95 МВт и 5 МВт с номинальным напряжением 10,5 кВ с присоединением к КРУ 10 кВ.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий противоаварийной, режимной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

- с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ;

- схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

2.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах по производству электрической энергии и объектах электросетевого хозяйства, указанных в пунктах 1.1 и 1.4 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ и филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:

- технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

- устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы

в существующие АСУ ТП (ССПИ).

2.3. Оснастить впервые сооружаемые объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах 1.1 и 1.4 настоящих технических условий, телефонной связью с диспетчерским персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по двум независимым каналам связи.

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

предусмотреть организацию расчетного учета в линейных ячейках ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС и в точках присоединения объектов по производству электрической энергии (мощности) к объектам электросетевого хозяйства Заявителя, с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета:

обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ Филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго», с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Обеспечить следующие характеристики генераторов:

3.1.1. Заявляемую скорость сброса/набора нагрузки не менее 3 МВт/мин.

3.1.2. Заявляемый нижний предел регулировочного диапазона 0% (от установленной мощности генерирующего оборудования, указанной в преамбуле настоящих технических условий).

3.1.3. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронного генераторов должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

3.1.4. В случае оснащения генератора автоматическим регулятором возбуждения сильного действия, функциональная структура которого для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме имеет каналы стабилизации или системные стабилизаторы (PSS), АРВ дополнительно должен обеспечивать следующие функции:

- демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, неключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

- релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую увеличение напряжения возбуждения и тока возбуждения электрической машины с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений, и имеющую настраиваемые параметры: напряжение ввода и снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения;

- блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более;

- устойчивую работу генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

- ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 с.

Выполнение указанных требований должно быть подтверждено результатами испытаний. Программа испытаний должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

3.2. Предусмотреть участие генераторов Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА. Объем управляющих воздействий определить в проектной документации и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

3.3. Оснастить объекты по производству электрической энергии устройствами РЗА, неключающими несинхронное включение объекта по производству электрической энергии в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на объект по производству электрической энергии от электрических сетей.

3.4. Предусмотреть участие объекта по производству электрической энергии в общем первичном регулировании частоты.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.4 и 2.4 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.2. Выполнение перечисленных в пунктах 1.2 и 1.3 мероприятий, включая разработку проектной документации, осуществляется ПАО «МРСК Северного Кавказа» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора об осуществлении технологического присоединения. Задание на проектирование и проектная документация должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

В случае если мероприятия, указанные в пунктах 1.2 и 1.3, выполняет Заявитель, то задание на проектирование и проектную документацию, разработанную с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, Заявитель обязан согласовать с ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

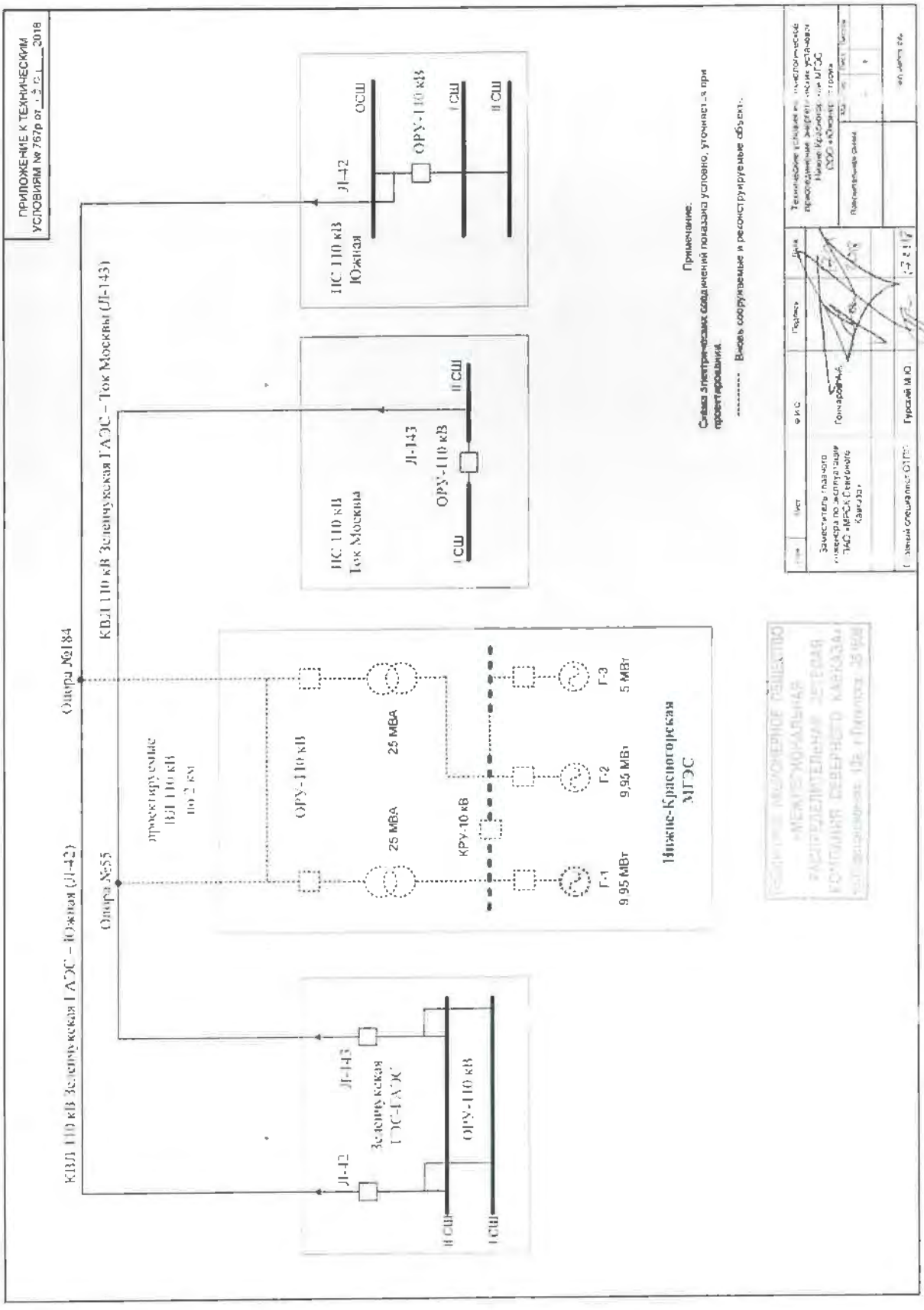
4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

Приложение:

1. Пояснительная схема присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исп. Гурский М.Ю.
тел. (8793) 23-91-97

Продолжение приложения Л-9



Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам.инв. №
Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата

Приложение Л-10

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель Генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров

«16» 04 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №782
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 28.02.2018 №160-02-2018 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств собственных нужд Красногорской малой ГЭС-1 и Красногорской малой ГЭС-2, расположенных в Усть-Джегутинском районе Карачаево-Черкесской Республики, Общества с ограниченной ответственностью «Малые ГЭС Ставрополья и Карачаево-Черкессии», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 2 МВт с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

– концевая опора на границе земельного участка Заявителя сооружаемой ВЛ 10 кВ от опоры №1 ВЛ Ф-290 ПС 110 кВ Сары-Тюз (инв. № Ч00001506) с максимальной мощностью 2 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме 2 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

1.1. Сооружение ВЛ 10 кВ ориентировочной протяженностью 4 км проводом марки СИП-3 сечением 70 мм² от опоры №1 ВЛ 10 кВ Ф-290 ПС 110 кВ Сары-Тюз с присоединением с помощью реклоузера до границы земельного участка Заявителя.

1.2. Сооружение необходимого количества ТП 10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

1.3. Сооружение ЛЭП 10 кВ от концевой опоры ВЛ 10 кВ, сооружаемой по пункту 1.1 настоящих технических условий, до ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И СИСТЕМ УЧЕТА

2.1. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

предусмотреть организацию расчетного учета в ПКУ 10 кВ на границе балансовой принадлежности с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S или выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0,4$ на шинах 10 кВ ТП 10/0,4 кВ Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2, 1.3, 2.1 с учетом требований раздела 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на

проектирование и проектную документацию с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1, включая разработку проектной документации.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Гурский М.Ю.
Тел. (8793) 23-91-97

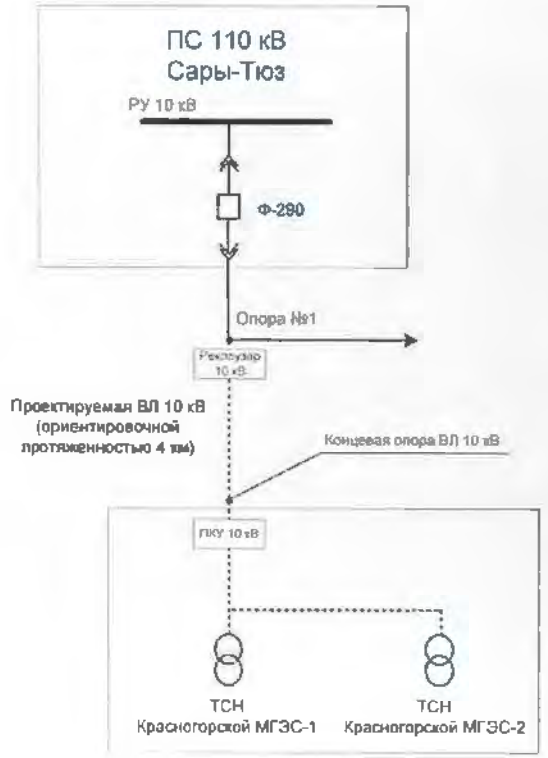
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист 266

ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ №782 от 16.09.2018



Примечание:

Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.

-------- Вновь сооружаемые объекты

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств собственных нужд Красногорских малых ГЭС-1,2 ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР»		
	Заместитель главного инженера по эксплуатации ПАО «МРСК Северного Кавказа»	Гончаров А.А.		30.08.2018			
					Пояснительная записка	Масштаб	Лист 1 / Листов
	Главный специалист ОТПП	Гурский М.Ю.		290318		б/м	ПАО "МРСК СКФ"

Продолжение приложения Л-10

268

Приложение Л-11

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель Генерального директора – главный инженер ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров

«__» 03 _____ 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №779
на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 09.02.2018 №71-02-2018 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ №_____ энергопринимающих устройств плодохранилища, расположенных по адресу: Карачаево-Черкесская Республика, Прикубанский район, СПК Родина, поле №85 уч. 1, Общества с ограниченной ответственностью КФХ «Мичуринский», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 5 МВт с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

– концевая опора на границе земельного участка Заявителя сооружаемой КЛ 10 кВ от новой линейной ячейки на I СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Кавказская (инв. №Ч0001987) с максимальной мощностью 5 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме 5 МВт по III категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

1.1. Реконструкция ПС 110 кВ Кавказская (инв. №Ч0001987) с расширением I СШ РУ 10 кВ на одну линейную ячейку с вакуумным выключателем.

1.2. Сооружение КЛ 10 кВ ориентировочной протяженностью 10 км кабелем с алюминиевыми жилами сечением 300 мм^2 с изоляцией из сшитого полиэтилена от новой линейной ячейки на I СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Кавказская с выводом на опору на границе земельного участка Заявителя с установкой ПКУ 10 кВ и коммутационного аппарата.

1.3. Сооружение необходимого количества ТП 10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

1.4. Сооружение ЛЭП 10 кВ от коммутационного аппарата, сооружаемого по пункту 1.2 технических условий, до ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И СИСТЕМ УЧЕТА

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго»;

схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

2.2. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

предусмотреть организацию расчетного учета в ПКУ 10 кВ на границе балансовой принадлежности с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S или выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения..

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0.4$ на шинах 10 кВ ТП 10/0,4 кВ Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального

напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

3.4. В случае наличия энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3, 1.4, с учетом требований раздела 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.2, 2.2, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

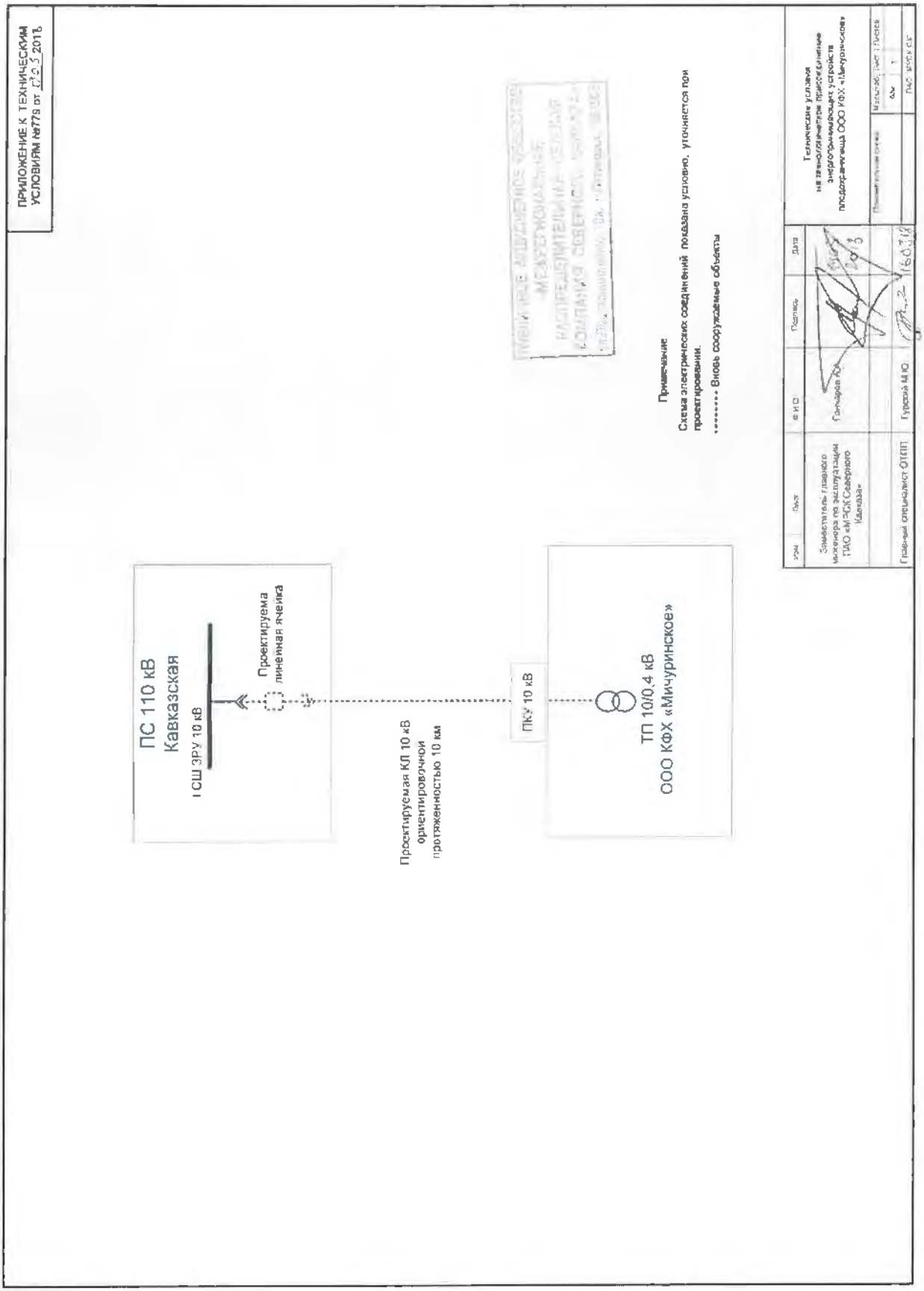
4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Гурский М.Ю.
Тел. (8793) 23-91-97

Продолжение приложения Л-11



Приложение Л-12

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель Генерального директора – главный инженер ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Б.Х. Мисиров

«19» сентября 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 804
на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 31.05.2018 № 500-05-18 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от 2018 № энергопринимающих устройств тепличного комплекса, расположенных по адресу: Ставропольский край, Предгорный район, в пределах земель СПХ «Зеленогорское», Общества с ограниченной ответственностью «Мир», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 2,5 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

- концевая опора сооружаемой ВЛ 10 кВ от опоры №22 ВЛ 10 кВ Ф-560 ПС 35 кВ Конзаводская (инв. №400070844) с максимальной мощностью 2,5 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме 2,5 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Сооружение необходимого количества ТП 10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

1.2. Сооружение ВЛ 10 кВ от опоры №22 ВЛ 10 кВ Ф-560 ПС 35 кВ Конзаводская (инв. №400070844) до границы земельного участка Заявителя проводом марки СИП сечением не менее 95 мм2 ориентировочной протяженностью 2 км.

1.3. Сооружение ЗРП 10 кВ от концевой опоры ВЛ 10 кВ, сооружаемой по

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

пункту 1.2 настоящих технических условий, до ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

1.4. Режимными мероприятиями предусмотреть перевод существующей нагрузки с Ф-560 ПС 35 кВ Конзаводская.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

предусмотреть организацию расчетного учета в ПКУ 10 кВ на границе раздела балансовой принадлежности с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 1.1 настоящих технических условий.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\varphi \leq 0,4$ в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно -5% и +10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.3, 2.1, с учетом требований разделов 2 и 3 технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.2, 1.4 технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа».

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «МРСК Северного Кавказа» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

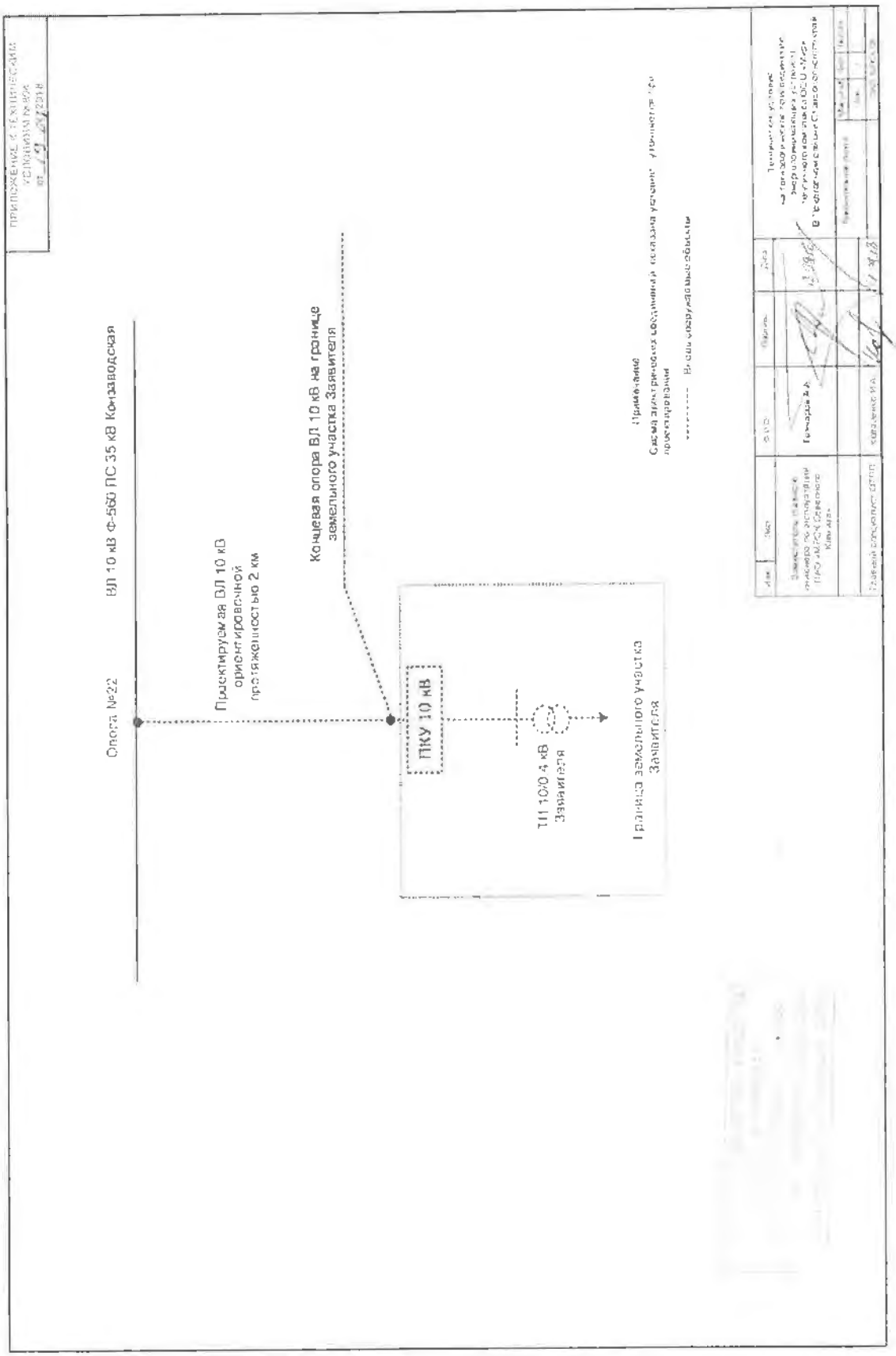
Приложение. Пояснительная схема присоединения объектов электросетевого хозяйства Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Коваленко И.А.
тел. (8793) 40-18-62

Взам.инв. № | Подпись и дата | Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Продолжение приложения Л-12



Приложения Л-13

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель Генерального директора – главный инженер ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Миспров

«29» сентября 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 805
на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 29.06.2018 №590-06-18 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____2018 № _____ связанного с увеличением максимальной мощности энергопринимающих устройств объектов культурно-развлекательного назначения, расположенных в п. Домбай Карачаево-Черкесской Республики, Общества с ограниченной ответственностью «Канатные дороги Домбая», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения и действительны в течение 4 (четырех) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью (с увеличением максимальной мощности на 2,252 МВт) 2,776 МВт в 2 этапа (на I этапе 1,215 МВт, на II этапе 2,776 МВт (с учетом максимальной мощности I этапа)и объектов электросетевого хозяйства Заявителя в 2 (двух) существующих точках присоединения и образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На I этапе:

- существующая линейная ячейка Ф-499 на 1 СШ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Гоначхир с увеличением максимальной мощности на 0,691 МВт до величины 1,091 МВт;

- существующая линейная ячейка Ф-500 на 1 СШ ЗРУ-10 кВ ТРП 10 кВ Домбай максимальной мощностью 0,124МВт;

На II этапе:

- существующая линейная ячейка Ф-499 на 1 СШ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Гоначхир с увеличением максимальной мощности на 0,926 МВт до величины 1,326 МВт;

Продолжение приложения Л-13

- существующая линейная ячейка Ф-500 на I СШ ЗРУ-10 кВ ЦРП 10 кВ Домбай максимальной мощностью 0.124МВт;

-концевые кабельные наконечники проектируемой КВЛ 10 кВ от резервной линейной ячейки №2 на I СШ 10 кВ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Гоначхир максимальной мощностью 1.326 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме:

на I этапе 1,215 МВт по третьей категории надежности электроснабжения;

на II этапе 2,776 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

На I этапе:

1.1. Сооружение необходимого количества ТП 10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

На II этапе:

1.2. Сооружение КЛ 10 кВ кабелем марки АПвПКу2Г сечением 120 мм2 от резервной линейной ячейки на I СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Гоначхир (инв. №Ч00071533) до границы земельного участка Заявителя ориентировочной протяженностью 10 км (марку кабеля уточнить проектом).

1.3. Сооружение необходимого количества ТП 10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

1.4. Сооружение ЛЭП 10 кВ от КЛ 10 кВ, сооружаемой по пункту 1.2 настоящих технических условий, до ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

на I этапе расчетный учет принять существующий в линейных ячейках Ф-499 КРУН-10кВ ПС 110кВ Гоначхир и ячейка Ф-500 на I СШ ЗРУ-10 кВ ЦРП 10 кВ Домбай, на II этапе предусмотреть организацию расчетного учета в ПКУ 10 кВ на границе балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

Продолжение приложения Л-13

3

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия tg $\varphi \leq 0{,}4$ в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.3, 1.4 и 2.1, с учетом требований разделов 2 и 3 технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго».

4.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.2 технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» (с учетом этапности).

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий (с учетом этапности).

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

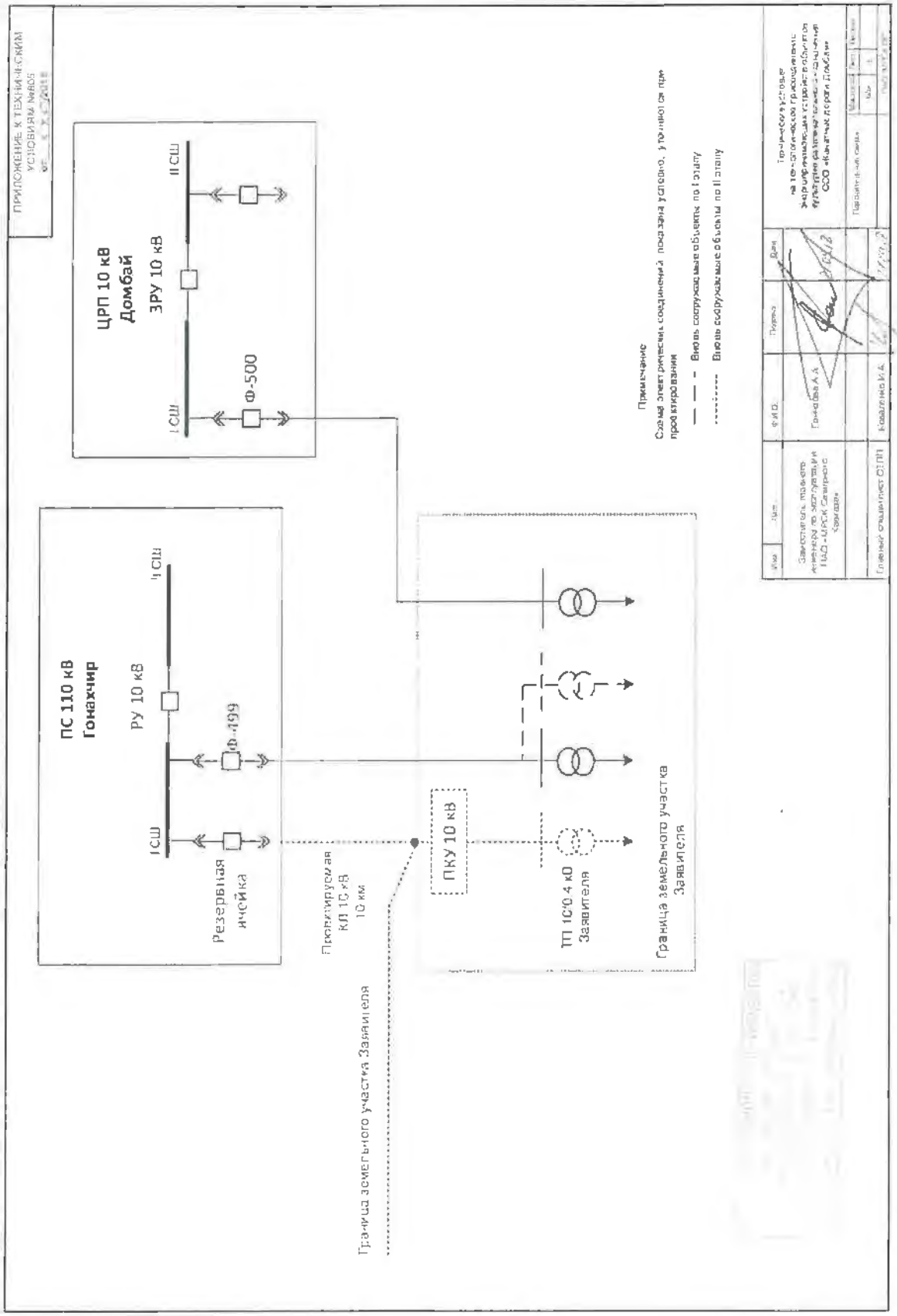
4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «МРСК Северного Кавказа» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Приложение. Пояснительная схема присоединения объектов электросетевого хозяйства Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Коваленко Н.А.
тел. (8793) 40-18-62

Продолжение приложения Л-13



5

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Приложение Л-14

СОГЛАСОВАНО:
Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

_____ М.А. Бабин
«18» 06 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель Генерального директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров
«19» 06 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 778р
на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 30.01.2018 №1/КЗЦ-47/18 (рег.№ 67-02-18 от 09.02.2018) и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств и энергетических установок Акционерного общества «Кавказцемент», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 38,9 МВт (в том числе ранее присоединенная мощность 38,9 МВт), вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 25,218 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя без выдачи мощности в электрическую сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа», с максимальным потреблением из сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» 38,9 МВт (в том числе ранее присоединенная мощность 38,9 МВт) с образованием после выполнения настоящих технических условий 4 (четырех) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

– линейная ячейка на I СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт;

– линейная ячейка на II СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии

6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт;

– линейная ячейка на III СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт;

– линейная ячейка на IV СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 38,9 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Сооружение нового РУ 6 кВ на ПС 110 кВ Цементная.

1.2. Сооружение РП 6 кВ Заявителя на земельном участке Заявителя.

1.3. Сооружение четырех ЛЭП 6 кВ от линейных ячеек РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная до РП 6 кВ Заявителя по земельному участку Заявителя.

1.4. Сооружение теплоэлектростанции установленной (максимальной) мощностью 25,218 МВт в составе двух ГПЭУ Wartsila 16V34SGD установленной мощностью 7,744 МВт каждая и одной ГПЭУ Wartsila 20V34SGD установленной мощностью 9,73 МВт.

1.5. Перезавод энергопринимающих устройств Заявителя путем отключения существующих ЛЭП 6 кВ Заявителя от ПС 110 кВ Цементная и подключения их к РП 6 кВ Заявителя.

1.6. Сооружение трех ЛЭП 6 кВ между ГПЭУ и РП 6 кВ Заявителя.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с ПАО «МРСК Северного Кавказа».

2.2. Оснастить РП 6 кВ Заявителя устройствами автоматики, обеспечивающими исключение выдачи мощности объекта по производству

электрической энергии Заявителя в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа».

2.3. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах по производству электрической энергии и объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:

технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с ПАО «МРСК Северного Кавказа», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

предусмотреть организацию расчетного учета в линейных ячейках РУ 6 кВ ПС 110 кВ Цементная с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S или выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Обеспечить следующие характеристики генераторов:

3.1.1. Заявляемую скорость сброса/набора нагрузки не менее:

- для ГПЭУ Wartsila 16V34SGD – 3,485/4,724 МВт/мин;
- для ГПЭУ Wartsila 20V34SGD – 4,379/5,935 МВт/мин.

3.1.2. Заявляемый нижний предел регулировочного диапазона 30% (от установленной мощности генерирующего оборудования, указанной в преамбуле технических условий).

4

3.1.3. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных генераторов должны соответствовать требованиям п.5.1.1-5.1.4 ПТЭ изд. 2003 года, утвержденных Приказом № 229 от 19.06.2003 Министерством энергетики РФ.

3.2. Оснастить объекты по производству электрической энергии следующими устройствами:

3.2.1. Устройствами РЗА, исключающими несинхронное включение объекта по производству электрической энергии в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на объект по производству электрической энергии от электрических сетей.

3.2.2. Устройствами локальной автоматики предотвращения нарушения динамической устойчивости вновь сооружаемых объектов по производству электрической энергии (необходимость установки уточнить при проектированин).

3.2.3. Устройствами делительной автоматики, обеспечивающей выделение генераторов с частью энергопринимающих устройств Заявителя на раздельную работу с энергосистемой. При этом должна быть обеспечена корректная работа указанных устройств делительной автоматики с существующими устройствами сетевой автоматики в прилегающей сети 6 кВ и выше (необходимость установки уточнить при проектировании).

3.3. Предусмотреть участие объекта по производству электрической энергии в общем первичном регулировании частоты.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

4.1. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 5.1 настоящих технических условий, и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

4.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 5.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0,4$ на шинах РП 6 кВ Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 5.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять

соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

4.3. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

4.4. В случае если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

5. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

5.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2 - 1.6, с учетом требований разделов 2, 3 и 4 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ. В проекте выполнить расчеты электрических режимов работы прилегающей сети 6 кВ и выше (в том числе выполнить анализ необходимости и достаточности установки устройств РЗА, указанных в пунктах 3.2.2, 3.2.3 настоящих технических условий).

5.2. ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 2.4 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «МРСК Северного Кавказа».

5.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга с корректировкой утвержденных технических условий.

5.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

Продолжение приложения Л-14

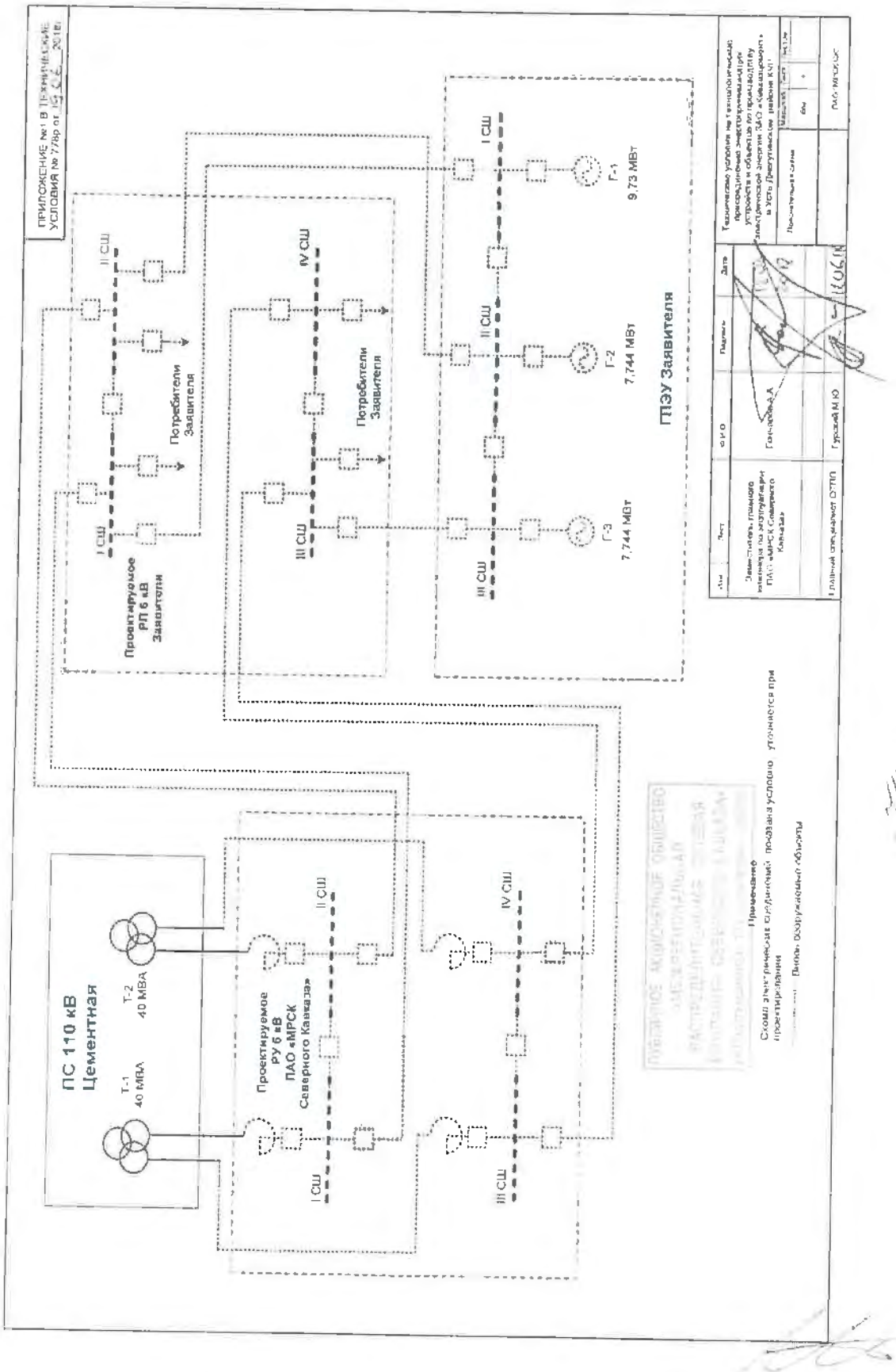
5.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

5.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

Приложение: Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств и объектов по производству электрической энергии Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Гурский М.Ю.
Тел. (8793) 23-91-97

Продолжение приложения Л-14



Приложение Л-15

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель генерального директора -
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

_____ В.В. Афанасьев
«21» 12 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

_____ Б.Х. Мисиров
«21» 12 2018 г.

ИЗМЕНЕНИЯ №1 в ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 778р
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

Настоящие изменения в технические условия № 778р разработаны на основании письма АО «Кавказцемент» от 22.10.2018 №1/КЗЦ-518/18 и решений внестадийной работы «Схема выдачи мощности вновь вводимой электростанции, присоединяемой к системе электроснабжения АО «Кавказцемент» и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств и энергетических установок Акционерного общества «Кавказцемент», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа».

Внести следующие изменения в текст технических условий №778р на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и энергетических установок Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа», утвержденных 19.06.2018 (далее – технические условия):

1. Третий абзац преамбулы технических условий изложить в следующей редакции:

«Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 38,9 МВт (в том числе ранее присоединенная мощность 38,9 МВт), вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 25,218 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя без выдачи мощности в электрическую сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа», с максимальным потреблением из сети ПАО «МРСК Северного Кавказа» 38,9 МВт (в том числе ранее присоединенная мощность 38,9 МВт) с образованием после выполнения настоящих технических условий 4 (четырех) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

– ввод 6 кВ 1-ой обмотки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт;

– ввод 6 кВ 2-ой обмотки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с

Продолжение приложения Л-15

максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт;

– ввод 6 кВ 1-ой обмотки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт;

– ввод 6 кВ 2-ой обмотки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Цементная с максимальной мощностью объектов по производству электрической энергии 6,3045 МВт без выдачи мощности в сеть ПАО «МРСК Северного Кавказа» и с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 9,725 МВт.».

2. Мероприятия раздела 1 технических условий изложить в следующей редакции:

«1.1. Сооружение ЗРУ-6 кВ Заявителя.

1.2. Установка в ЗРУ-6 кВ Заявителя токоограничивающих реакторов (с номинальным сопротивлением не менее чем у РБСГ-10-2-1600-0,14 при последовательном соединении обмоток) в цепях токопроводов, сооружаемых в соответствии с пунктом 1.3 настоящих технических условий.

1.3. Сооружение четырех токопроводов 6 кВ от вводов 6 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Цементная до ЗРУ-6 кВ Заявителя по земельному участку Заявителя.

1.4. Сооружение теплоэлектростанции установленной (максимальной) мощностью 25,218 МВт в составе двух ГПЭУ Wartsila 16V34SGD установленной мощностью 7,744 МВт каждая и одной ГПЭУ Wartsila 20V34SGD установленной мощностью 9,73 МВт.

1.5. Перезавод энергопринимающих устройств Заявителя путем отключения существующих ЛЭП 6 кВ Заявителя от ПС 110 кВ Цементная и подключения их к ЗРУ-6 кВ Заявителя.

1.6. Сооружение трех ЛЭП 6 кВ между ГПЭУ и ЗРУ-6 кВ Заявителя

1.7. Подключение существующих ТСН ПС 110 кВ Цементная к вводам 6 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Цементная.

1.8. Отключение существующих токоограничивающих реакторов и ЗРУ-6кВ ПС 110 кВ Цементная от вводов 6 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Цементная».

3. Пункт 2.3 технических условий изложить в следующей редакции:

«2.3. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР)».

4. Второй и третий буллиты пункта 2.4 технических условий изложить в следующей редакции:

«предусмотреть организацию расчетного учета в вводных ячейках ЗРУ-6 кВ Заявителя с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S или выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления

электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованием Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках.».

5. Первый абзац пункта 4.2 технических условий изложить в следующей редакции:

«4.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 5.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия tg φ≤ 0,4 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» устройств Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.».

6. Пункт 4.4 технических условий изложить в следующей редакции:

«4.4. В случае если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.».

7. Первое предложение пункта 5.1 технических условий изложить в следующей редакции:

«5.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.6, 2.4, с учетом требований разделов 2, 3 и 4 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.».

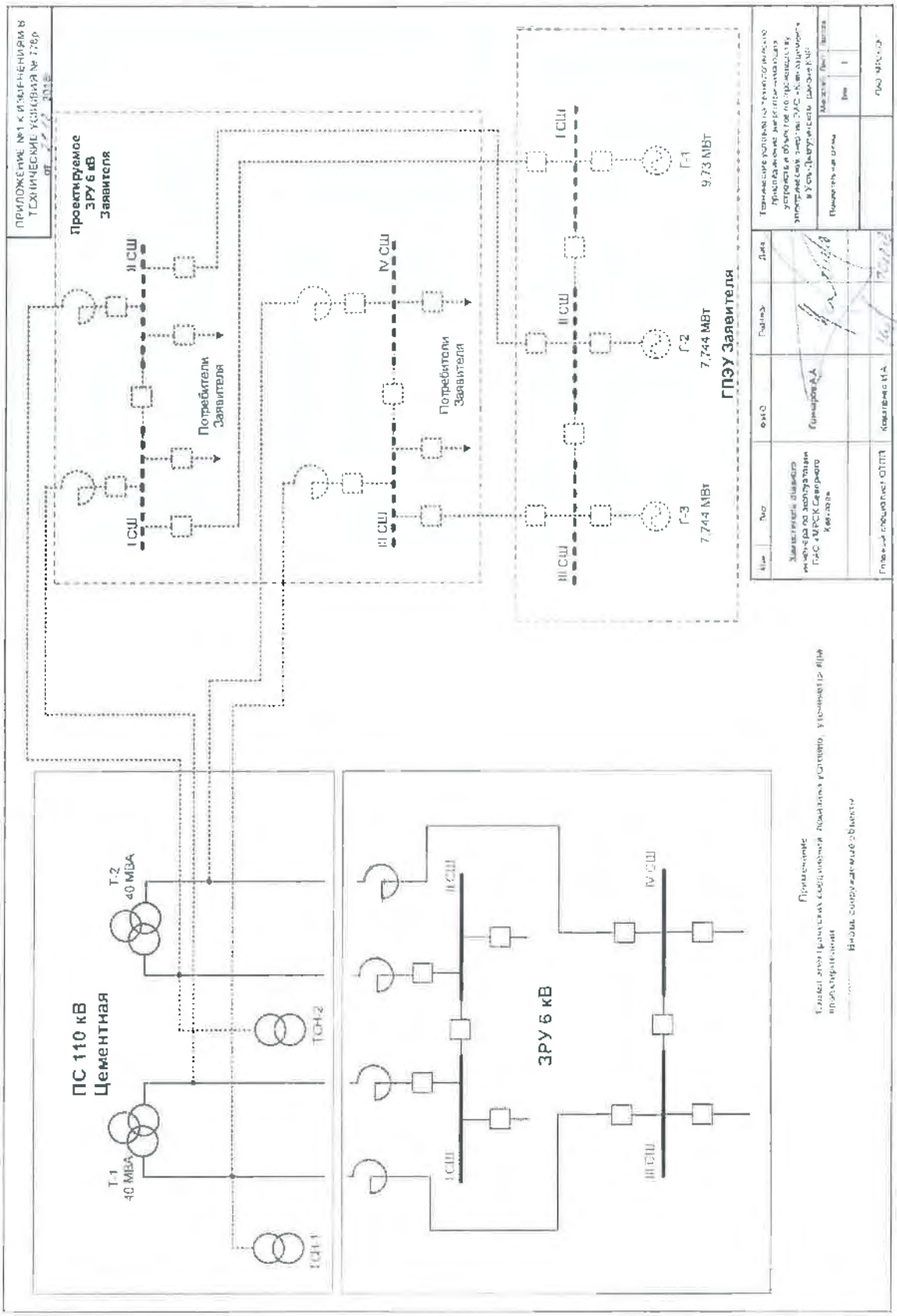
8. Первый абзац пункта 5.2 технических условий изложить в следующей редакции:

«ПАО «МРСК Северного Кавказа» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.7 - 1.8 настоящих технических условий.».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств и энергетических установок Заявителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Кондаленко И.А.
тел. (8793) 40-18-62

Продолжение приложения Л-15



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Лист 290

Приложение Л-16

ПАО «РОССЕТИ»
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКЭНЕРГО»
АО «КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКЭНЕРГО»

Карачаево-Черкесская Республика, 369010, г. Черкесск, ул. Касаева, д.3
тел: (8782) 294-459, факс: (8782) 294-507, e-mail: info@kchenergo.ru, веб-сайт: www.kchenergo.ru

08.07.19г. № 01/2913
На №РЗ1-62-I-19-1690 от 04.07.2019г.

Первому заместителю директора - главному диспетчеру Филиала АО «СО ЕЭС» «РДУ энергосистем республик Северного Кавказа и Ставропольского края» К.Г. Тисленко

О предоставлении информации

Уважаемый Константин Геннадиевич!

Направляем Вам прогнозную информацию о потреблении электрической энергии и мощности и производстве электрической энергии собственными электростанциями.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Управляющий директор Х.А.-А. Чотчаев

Хашев А.Б.
Тел.: (8782) 29-43-65

Взам.инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Продолжение приложения Л-16

Прогнозная информация о потреблении электрической энергии и мощности и производстве электрической энергии собственными электростанциями

Показатель	ОКВЭД	Факт Год N-1	Прогноз 2020 год												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Потребление электрической энергии, млн.кВтч АО "Кавказцемент"	23.51	152.52	0.4	1.2	6.25	1.5	1.7	5.8	5.2	6.2	4.6	1.7	1.5	0.8	36.85
Максимальное потребление мощности, МВт АО "Кавказцемент"		25.95	0.54	1.7	8.4	2.1	2.3	8.1	7	8.3	6.4	2.3	3.1	1.1	4.28
Производство электрической энергии, млн.кВтч*															

Примечание: * - информация отсутствует

Управляющий директор АО "Карачаево-Черкесскэнерго" **Х.А-А. Чотчаев**

Э1924-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам.инв. №

Приложение М

Ответы на замечания филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Карачаево-Черкесскэнерго» по тому «Схема и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020 - 2024 годы», письмо МР8/КЧФ/01/1385 от 30.05.2019 г., ответы на замечания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, письмо М5/3/885 от 07.06.2019, ответы на замечания АО «РСК», письмо № 500 от 28.05.2019 г.

№	Замечание	Ответ
Ответы на замечания филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Карачаево-Черкесскэнерго» *(письмо МР8/КЧФ/01/1385 от 30.05.2019 г.)*		
1	Подраздел пояснительной записки 4.3.2.2, а именно в «Мероприятия по устранению перегрузки существующего трансформатора, установленного на подстанции 110 кВ Северная», указать мощность устанавливаемых при реконструкции двух силовых трансформаторов по 25 МВА (2х25 МВА). Установка на подстанции 110 кВ Северная силовых трансформаторов данной мощности обусловлена тем, что ПАО «МРСК Северного Кавказа» 11.09.2018 года выдано ООО «Шанс» техническое условие № 802р на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» двухтрансформаторной подстанции 110 кВ ПС Свобода (2х40 МВА). Установленная трансформаторная мощность (2х40МВА) данной подстанции обеспечит возможность осуществления технологического присоединения потребителей нового жилого микрорайона в северной части города Черкесска и прогнозируемых нагрузок.	*Замечание принимается.* В указанный подраздел и по всей пояснительной записке будет указана мощность устанавливаемых при реконструкции ПС 110 кВ Северная двух силовых трансформаторов по 25 МВА (2х25 МВА). Технологическое присоединение потребителей нового жилого микрорайона в северной части города Черкесска будет принято от новой ПС 110 кВ Свобода.
Ответы на замечания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга *(письмо М5/3/885 от 07.06.2019 г.)*		
1	В наименование таблицы 2.6.1 следует добавить «...330 кВ и выше, . . .»	*Замечание принимается.* В таблицу 2.6.1 внесено исправление
2	В таблицу 2.6.1 добавить информацию по ВЛ 500 кВ Центральная Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони);	*Замечание принимается.* В таблицу 2.6.1 внесено исправление
3	В таблицу 2.6.1 добавить столбец с указанием года ввода ВЛ в эксплуатацию по аналогии с объектами 35 кВ и 110 кВ	*Замечание принимается.* В таблицу 2.6.1 внесено исправление
Ответы на замечания АО «РСК» *(письмо №500 от 28.05.2019 г.)*		
1	Раздел 2.1. АО «Черкесские городские электрические сети» заменить на АО «Распределительная сетевая компания» - осуществляет эксплуатацию сетевого хозяйства на территории города Черкесска. Добавить - АО «Черкесские городские электрические сети» - энергосбытовая организация на территории г. Черкесска	*Замечание принимается.* В раздел 2.1 внесены указанные исправления.
2	Таблица 2.3.2 основные крупные потребители электроэнергии: АО «Распределительная сетевая компания» заменить на АО «Черкесские городские электрические сети»	*Замечание принимается.* В таблицу 2.3.2 внесены указанные исправления.
3	Таблица 4.1.2 — динамика изменения показателей энергопотребления: АО «Распределительная сетевая компания» заменить на АО «Черкесские городские электрические сети»	*Замечание принимается.* В таблицу 4.1.2 внесены указанные исправления.
4	Таблица 4.1.12 — перечень крупных потребителей, подключаемых в 2020-2024 гг. п.4 «Северный микрорайон г. Черкесск»: точки подключения — ПС 110 кВ Северная; добавить ПС 110 кВ Химзавод	*Замечание принимается.* В таблицу 4.1.1, п.4 в точки подключения нагрузок добавлена ПС 110 кВ Химзавод.

Продолжение приложения М

Ответы на замечания филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ по тому «Схема и программа развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020 - 2024 годы», письмо Р51-62-П-19-1547 от 19.06.2019 г.

№	Замечание	Ответ
	Ответы на замечания филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ	
1	В соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Карачаево-Черкесской Республики на 2020 - 2024 годы» (далее — ТЗ на СиПР) в качестве исходных данных необходимо использовать данные за период 5 лет (за 2014 - 2018 годы). В связи с этим необходимо в СиПР исключить исходные данные, не относящиеся к периоду 2014 2018 годы, и дополнить недостающими данными за 2018 год, скорректировать наименования таблиц, рисунков и ссылки на них по тексту пояснительной записки (далее — ПЗ) в части указания периода 2014 - 2018 годы, а также привести корректные сравнения величин.	***Замечание принимается*** По всему тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.
2	В связи с утверждением приказом Минэнерго РФ от 28.02.2019 № 174 «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 - 2025 годы» по тексту необходимо исключить ссылки на «проект СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы» и указать ссылку на «утвержденную СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы».	***Замечание принимается.*** По всему тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.
3	По тексту СиПР следует исключить упоминание про базовый вариант развития ввиду наличия в материалах СиПР единственного варианта развития.	***Замечание принимается.*** Упоминание про базовый вариант исключено.
4	По тексту ПЗ при ссылке на инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа» необходимо указывать ее реквизиты.	***Замечание принимается.*** По тексту ПЗ при ссылке на ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» добавлена ссылка на приказ Минэнерго РФ № 24@ от 20.12.2018 г. «Об утверждении изменений, вносимых в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»
5	По тексту ПЗ при упоминании конкретных технических условий на технологическое присоединение (далее — ТУ на ТП) энергопринимающих устройств потребителей мощностью свыше 670 кВт и энергетических установок необходимо указывать их реквизиты (№, дату), действующие изменения к ним, мощность по ТУ на ТП, сроки реализации и реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения (далее — ДТП) (при наличии) или указывать его отсутствие.	***Замечание принимается.*** По всему тексту ПЗ внесены изменения согласно замечанию.
6	В разделе «Содержание» в наименовании пункта 2.3 необходимо скорректировать период на «2014 — 2018 годы», в наименовании пункта 4.3 — на «2020 - 2024 годы».	***Замечание принимается.*** В раздел «Содержание» внесены указанные изменения.

7	В СиПР необходимо учесть строительство ПС 110 кВ Свобода в соответствии с ТУ от 11.05.2018 № 802р с изменениями от 25.01.2019 на ТП жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» с трансформаторами 2х40 МВА и с присоединением отпайками к ВЛ 110 кВ Северная — Кавказская (Л-126) и ВЛ 110 кВ Северная — Холодмаш (Л-27). Необходимо внести соответствующие корректировки в текст ПЗ и Приложения Б, В, Д-И.	***Замечание принимается.*** В СиПР добавлены данные по строительству ПС 110кВ Свобода, согласно замечанию. Внесены корректировки по всему тексту ПЗ и Приложениях Б, В, Д-И
8	На листе 4 ПЗ в третьем буллите второго абзаца и далее по тексту ПЗ неверно указана суммарная мощность электростанций Карачаево-Черкесской Республики и электростанций ПАО «РусГидро» — 330,06 МВт и 301,26 МВт соответственно. Необходимо скорректировать на 329 МВт и 301,2 МВт соответственно.	***Замечание принимается.*** По всему тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.
9	На листах 1 1 и 12 ПЗ в разделе 2.1 «Общая характеристика энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики» неверно указана установленная мощность электростанций и фактическая выработка электроэнергии электростанциями за 2018 год. По данным Северокавказского РДУ выработка Зеленчукской ГАЭС составила 461,1 млн.кВтч, установленная мощность МГЭС Большой Зеленчук - 1,2 МВт, выработку электроэнергии Эшкаконской МГЭС необходимо указать за 2018 год - 1,8 млн.кВтч, выработка Новокарачаевской МГЭС (ЗАО «Фотон») - 8,8 млн.кВтч, выработка Мини-ТЭЦ г. Черкесск - 45,1 млн.кВтч, выработка ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод» - 5,8 млн.кВтч. Необходимо скорректировать.	***Замечание принимается.*** В текст ПЗ внесены изменения согласно замечанию.
10	На листе 12 ПЗ в первом абзаце раздела 2.2 «Динамика потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в энергосистеме Карачаево - Черкесской Республики в 2014 - 2018 годах» процент роста потребления за период 2014 - 2018 годы необходимо указать 1,25%. Аналогичное замечание к пункту 2 на листе 92 тома ПЗ.	***Замечание принимается.*** В текст ПЗ внесены изменения согласно замечанию.
11	На листе 12 ПЗ таблицу 2.2.1 «Максимальные электрические нагрузки энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в 2014 - 2018 гг.» необходимо дополнить данными за 2018 год: среднесуточная температура — -5,5 ^{0}С, дата - 15.01, время - 18:00.	***Замечание принимается.*** В таблицу 2.2.1 добавлены данные согласно замечанию.
12	На листах 21 и 22 ПЗ информацию раздела 2.4 «Состав и структура установленной электрической мощности на электростанциях в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики», включая таблицы 2.4.1, 2.4.2 и 2.4.3, необходимо скорректировать с учетом того, что установленная мощность МГЭС Большой Зеленчук составляет 1,2 МВт, а Учкуланская МГЭС по состоянию на 01.05.2019 не введена в эксплуатацию и не учитывается в установленной мощности территории Карачаево-Черкесской Республики. Ввод установленной мощности за 2014 - 2018 годы необходимо скорректировать на 146,4 МВт.	***Замечание принимается.*** По всему тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию. Установленная мощность МГЭС Большой Зеленчук принята 1,6 МВт, а Учкуланская МГЭС исключена из текста СиПР
13	На листе 22 ПЗ в таблице 24.3, на листе 23 ПЗ во втором абзаце и далее по тексту ПЗ необходимо скорректировать диспетчерское наименование «Зеленчукская ГЭС-ГАЭС» на «Зеленчукская ГАЭС».	***Замечание принимается.*** По всему тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.

14	На листе 23 ПЗ в первом абзаце раздела 2.5 «Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы в 2014 - 2018 годах» неверно указана располагаемая мощность электростанций энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в часы зимних максимальных нагрузок за 2014 - 2018 годы «4,2 - 127,8 МВт». По данным фактического баланса мощности Северокавказского РДУ необходимо скорректировать на «4,4 - 147,2» МВт.	***Замечание принимается.*** В текст ПЗ внесены изменения согласно замечанию.
15	На листе 24 в первом абзаце необходимо скорректировать величину производства электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево - Черкесской Республики за 2014 - 2018 годы с «67,1 - 485,9 млн.кВт.ч» на «67,1 523,6 млн.кВтч». Аналогичное замечание к первому абзацу на листе 93 ПЗ.	***Замечание принимается.*** В текст ПЗ внесены изменения согласно замечанию.
16	На листе 24 ПЗ в таблице 2.5.2 «Структура производства электроэнергии на электростанциях энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014 - 2018 г.г.» необходимо скорректировать данные по производству электроэнергии электростанций за 2014 и 2018 годы: -2014 год: Эшкаконская ГЭС - 0,7 млн.кВт.ч, Новокарачаевская МГЭС - 2,3 млн.кВт.ч.; -2018 год: всего - 523,6 млн.кВтч, в т.ч. ГЭС - 472,7 млн.кВтч, Зеленчукская ГАЭС - 461,1 млн.кВтч, Эшкаконская ГЭС - 1,8 млн.кВтч, Новокарачаевская МГЭС - 9,8 млн.кВтч, ТЭС - 50,9 млн.кВтч, Мини-ТЭЦ г. Черкесск — 45,1 млн.кВтч, ТЭЦ ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод» — 5,8 млн.кВтч.	***Замечание принимается.*** В таблицу 2.5.2 внесены изменения согласно замечанию.
17	На листе 25 в таблице 2.5.3 «Баланс электроэнергии энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в период 2014-2018 гг.» необходимо скорректировать данные по балансу электроэнергии за 2018 год (млн.кВтч): электропотребление — 1246,2, заряд ГАЭС — 108,1, итого потребность - 1354,3, производство электроэнергии, всего — 523,6, в т.ч. ГЭС — 472,7, ТЭС — 50,9, баланс — -830,7.	***Замечание принимается.*** В таблицу 2.5.3 внесены изменения согласно замечанию.
18	На листе 38 ПЗ в таблице 4.1.1 «Перечень крупных потребителей, подключаемых к энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики в 2020 2024 годах»: - необходимо в наименовании таблицы изменить период на 2019 - 2024 годы; - некорректно указан срок ввода энергопринимающих устройств физкультурно-оздоровительного комплекса в а. Хабез — 2020 год. Согласно информации ПАО «МРСК Северного Кавказа», ввод предусмотрен в 2021 году. Необходимо скорректировать; - некорректно указан срок ввода энергопринимающих устройств технопарка по производству строительных материалов ООО «Строитель» - в течение 4 лет с момента заключения ТУ на ПЛ, а также реквизиты ТУ на ТП. Согласно информации ПАО «МРСК Северного Кавказа» в соответствии с ТУ на ТП № 611р от 07.09.2016 ввод предусмотрен в 2019 году. Необходимо скорректировать; - некорректно указана информация по Северному микрорайону г. Черкесска в части года ввода, Рмах и источника информации. Согласно информации ПАО «МРСК Северного Кавказа» в соответствии с ТУ № 802р от 11.09.2018 на ТП ООО «Шанс» мощностью 29,05 МВТ, ДТП № 59/2019 от 18.03.2019, ввод предусмотрен в 2021 году. Также необходимо скорректировать точки присоединения, указав «Новая ПС 110 кВ Свобода»;	***Замечание принимается.*** В текст ПЗ внесены изменения согласно замечанию. Таблица 4.1.1 дополнена указанными в замечании данными.

	- необходимо дополнить следующими потребителями: плодохранилище ООО КФХ «Мичуринский» мощностью 5 МВт со сроком ввода в 2019 году согласно ТУ № 779 от 19.03.2018, объекты культурно-развлекательного назначения ООО «Канатные дороги Домбая» мощностью 2,252 МВт со сроком ввода в 2019 году согласно ТУ № 805 от 24.09.2018, тепличный комплекс ООО «Мир» мощностью 2,5 МВт со сроком ввода в 2021 году согласно ТУ № 804 от 19.09.2018.	
19	На листах 45 - 47 в таблице 4.1.5 некорректно указаны диспетчерские наименования ПС 35-110 кВ. Необходимо объединить столбцы «Наименование подстанции» и «Напряжение подстанции» в столбец «Диспетчерское наименование подстанции» и привести корректные диспетчерские наименования ПС 35-110 кВ. Дополнить данными по вновь сооружаемой ПС 110 кВ Свобода.	***Замечание принимается.*** Таблица 4.1.5 откорректирована согласно замечанию.
20	На листах 48 - 52 ПЗ в таблице 4.1.6 «Загрузка трансформаторов на подстанциях 35 кВ и выше энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в максимум контрольного замера 19.12.2018 г. и в зимний максимум нагрузок 2020 и 2024 гг.» необходимо исключить указание в столбцах термина «Резерв». Скорректировать перспективную загрузку ПС 110 кВ Северная с учетом замечаний по пунктам 7, 18 и 28 настоящего письма.	***Замечание принимается.*** Таблица 4.1.6 откорректирована согласно замечанию.
21	На листе 53 ПЗ в разделе 4.2.1 «Развитие электрических станций» необходимо указать вводы генерирующих мощностей в период 2019-2024 годы и добавить описание строительства Усть-Джегутинской МГЭС мощностью 5,6 МВт со сроком ввода в 2019 году в соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы. Ввод Усть-Джегутинской МГЭС необходимо указать также на листе 94 ПЗ в пункте 7.	***Замечание принимается.*** По тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.
22	На листе 53 ПЗ в последнем абзаце необходимо скорректировать установленную мощность электростанций энергосистемы Карачаево - Черкесской Республики в 2024 году. Согласно утвержденной СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы мощность составит 408,1 МВт, в том числе ГЭС — 382,1 МВт. Аналогичное замечание к пункту 7 на листе 94 тома ПЗ. Необходимо привести в соответствие утвержденной СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы данные, указанные в таблицах 4.2.1, 4.2.5, а также скорректировать данные и выводы по ним в разделе 4.2.	***Замечание принимается.*** По тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.
23	На листе 59 ПЗ в последнем буллите некорректно указаны реквизиты технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ Технопарк «05.09.2016 № 611». Необходимо скорректировать на «07.09.2016 № 611р». Аналогичное замечание к пятому абзацу на листе 75 ПЗ.	***Замечание принимается.*** Реквизиты ТУ на ТП ПС 110 кВ Технопарк скорректированы по всему тексту ПЗ согласно замечанию.
24	На листе 60 некорректно указан ввод ПС 110 кВ Технопарк после 2022 года. Согласно информации ПАО «МРСК Северного Кавказа», ввод предусмотрен в 2019 году. Необходимо скорректировать.	***Замечание принимается.*** Ввод ПС 110 кВ Технопарк в СиПР принят в 2019г. По всему тексту ПЗ и Приложениям произведена корректировка согласно замечанию.
25	На листах 66 71 ПЗ в таблице 4.3.1 «Токовая загрузка АТ 330/110 кВ и наиболее загруженных ВЛ 330 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки 2020 года», а также на листах 72 - 77 ПЗ в таблице 4.3.2 «Токовая загрузка АТ 330/110 кВ и наиболее	***Замечание принимается.***

	загруженных ВЛ 330 и 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики в расчетных режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки 2024 года» в рассматриваемых послеаварийных режимах в ряде ремонтных схем возникают недопустимые токовые перегрузки элементов сети 110 кВ энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики, при этом мероприятия по приведению параметров режима в область допустимых значений в СиПР отсутствуют. Необходимо привести режимы с учетом работы существующих устройств АОПО ВЛ 110 кВ на Зеленчукской ГАЭС, при необходимости разработать дополнительные мероприятия по приведению параметров режима в область допустимых значений.	В раздел 4.3.1 и Приложения Д-И добавлены расчеты режимов, указанные в замечании, и приведены мероприятия по приведению параметров режима в область допустимых значений
26	На листах 76-78 раздел 4.3.2.2 «Мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению действующих электрических сетей напряжением 110 и 35 кВ» необходимо дополнить мероприятием по реконструкции ПС 110 кВ Головная для выдачи мощности вновь сооружаемой Усть-Джегутинской МГЭС в соответствии с ТУ № 627р на ТП энергетических установок ООО «МГЭС Ставрополья и КЧР» к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» от 21.10.2016 с изменениями от 18.01.2017 и от 16.10.2018.	***Замечание принимается.*** В раздел 4.3.2.2 внесены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Головная для выдачи мощности вновь сооружаемой Усть-Джегутинской МГЭС согласно замечанию.
27	На листе 76 ПЗ указано мероприятие по техническому перевооружению ПС 110 кВ Преградная с заменой трансформаторов 2*25 МВА без увеличения мощности по техническому состоянию, при этом отсутствует ссылка на акт технического освидетельствования (далее - акт ТО). Необходимо указать, а также приложить копию акта ТО к СиПР.	***Замечание принимается.*** Ссылка на акт ТО ПС 110 кВ Преградная добавлена по тексту ПЗ согласно замечанию. В приложении Л-2 приведена копия акта ТО.
28	Приведеннос на листах 77 - 78 ПЗ обоснование необходимости реконструкции ПС 110 кВ Северная с увеличением трансформаторной мощности не является полным и достаточным. При анализе перспективной нагрузки существующих трансформаторов подстанции в целях наглядности и достоверной оценки выводов: - необходимо приводить данные в табличном виде с указанием номинальной мощности трансформаторов, максимальной нагрузки трансформаторов в зимний режимный день, летний режимный день в период 2014 - 2018, суммарного объёма максимальной мощности присоединяемых потребителей по действующим ТУ на ТП и максимальной мощности по ТУ на ТП с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки и величины приведённой полной мощности (МВА); - при учете и анализе перспективной нагрузки трансформаторов в связи с приростом мощности при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, необходимо указывать конкретные ТУ на ТП потребителей мощностью свыше 670 кВт с указанием мощности по ТП, срока реализации и реквизитов договора об осуществлении технологического присоединения (далее — ДТП) и с приведением копий ТУ на ТП в приложении к СиПР, а также количество и суммарную мощность по ТУ на ТП потребителей мощностью менее 670 кВт, присоединяемых к анализируемому центру питания;	***Замечание принимается.*** При обосновании реконструкции ПС 110 Северная с увеличением трансформаторной мощности и анализе перспективной нагрузки трансформаторов данной ПС учтены предложения, указанные в замечании. В СиПРе принята реконструкция ПС 110 Северная с заменой трансформаторов мощностью 20 МВА и 25 МВА на 2х25 МВА, и учтено сооружение новой ПС 110 кВ Свобода 2х40 МВА для электроснабжения потребителей нового жилого микрорайона в северной части г. Черкесска. По всему тексту ПЗ и Приложениям произведена корректировка согласно замечанию.

	- необходимо привести данные о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке трансформаторов, определенные в соответствии с «Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81, далее — Требования к перегрузочной способности); - необходимо указывать возможность (невозможность) перевода нагрузки на смежные центры питания для разгрузки трансформаторов с указанием источника информации (анализ схемы электрической сети 6-35 кВ, информация конкретной сетевой организации); - при наличии перегрузки оставшегося в работе трансформатора (в режиме необходимо проводить оценку выявленной величины перегрузки и возможной продолжительности работы данного трансформатора с такой нагрузкой с учетом определяемых в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности (с указанием ссылки на соответствующие таблицы): - коэффициента допустимой длительной перегрузки без ограничения длительности при определенной температуре охлаждающей среды; - коэффициента допустимой аварийной перегрузки при определенной температуре охлаждающей среды; - необходимость замены трансформатора на более мощный должна определяться на основании проведённой оценки; -- вывод о необходимости замены трансформатора должен содержать указание, чем он обусловлен: существующими режимами электрической сети, технологическим присоединением энергопринимающих устройств новых потребителей, актом ТО (без увеличения мощности); -при наличии мероприятия по замене трансформатора в ТУ на ТП конкретного потребителя необходимо указывать реквизиты утвержденных ТУ на ТП с ДТП (при наличии), мощность по ТП и срок реализации мероприятия по ДТП конечного потребителя, технологическое присоединение которого приводит к перегрузу трансформаторов. Кроме того, указанный в разделе объем технологического присоединения (37,823 МВт) не соответствует ТУ от 11.09.2018 № 802р с изменениями от 25.01.2019 на ТП жилого микрорайона в северной части г. Черкесска ООО «Шанс» (29,05 МВт). Для присоединения энергопринимающих устройств по данным ТУ на ТП предусматривается строительство новой ПС 110 кВ Свобода, в связи с чем необходимо скорректировать объем технологического присоединения к ПС 110 кВ Северная.	
29	На листах 90 - 91 ПЗ в таблице 6.3 «Перечень мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов на территории энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению в период 2019 - 2024 г.г. с оценкой необходимых капитальный вложений»: - в соответствии с пунктом 4.4.7 ТЗ на СиПР необходимо указать мероприятия по строительству электростанций и скорректировать заголовок таблицы; -в графе «Обоснование» необходимо привести реквизиты (№, дату) ТУ на ТП и ДТП (при наличии) или указать его отсутствие;	***Замечание принимается.*** Таблица 6.3 откорректирована согласно замечанию.

	-для объектов, включенных в утвержденную СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы, в качестве обоснования необходимо привести также ссылку на неё; -необходимо указать мероприятия по строительству ПС 110 кВ Свобода с ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ Технопарк; -срок реализации мероприятий по сооружению отпаек от ВЛ 110кВ Черкесск-Ток Москвы с отпайками (Л-218) и КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС-Южная с отпайками (Л-42) на ПС 110 кВ Технопарк необходимо скорректировать на 2019 год в соответствии с замечаниями по пунктам 18 и 24 настоящего письма; - в пункте 4.2 в качестве обоснования техперевооружения ПС 110 кВ Преградная необходимо привести реквизиты акта ТО; - необходимо исключить из таблицы пункт 4.3 по техперевооружению ПС 110 кВ Северная, либо привести в СиПР обоснование в соответствии с требованиями пункта 28 настоящего письма. Аналогичное замечание к пункту 11 раздела 7 «Выводы и рекомендации» на листе 95 ПЗ, к пункту 13 на листе 96 ПЗ; - дополнить мероприятиями по реконструкции ПС 110 кВ Головная для выдачи мощности вновь сооружаемой Усть-Джегутинской МГЭС.	
30	На листе 92 ПЗ в пункте 1 во втором буллите необходимо скорректировать наименование организации ОАО «ФСК ЕЭС» на ПАО «ФСК ЕЭС».	***Замечание принимается.*** Ошибка устранена.
31	На листе 94 ПЗ к таблице «Основные показатели электропотребления энергосистемы Карачаево-Черкесской Республики (базовый вариант)» имеются следующие замечания: - не указан номер таблицы; - необходимо удалить из таблицы столбец «факт 2017»; - в столбце «факт 2018» некорректно указан заряд Зеленчукской ГАЭС и электропотребление без учета заряда. Необходимо скорректировать на 108,1 млн.кВтч и 1246,2 млн.кВтч соответственно.	***Замечание принимается.*** Указанная таблица (присвоен номер Таблица 7.1) откорректирована согласно замечанию.
32	На листе 94 ПЗ в последнем абзаце некорректно указан период 2019 - 2014. Необходимо скорректировать на 2019 - 2024.	***Замечание принимается.*** Ошибка устранена.
33	На листе 95 ПЗ в первом абзаце некорректно указан дефицит электроэнергии в энергосистеме. Необходимо указать в соответствии с утвержденной СиПР ЕЭС России на 2019 - 2025 годы для 2019 года - 930 млн.кВтч, со снижением к 2024 году до 624 млн.кВтч.	***Замечание принимается.*** По тексту ПЗ произведена корректировка согласно замечанию.
34	На листе 98 в раздел 9 «Список использованных документов и литературы» необходимо добавить «Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» (Приложение № 1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).	***Замечание принимается.*** В раздел 9 добавлено «Требования…» согласно замечанию.
35	В Приложении Б «Карта-схема электрической сети 35, 110 и выше на территории Карачаево-Черкесской Республики на 01.01.2019 с развитием до 2024 г.»: -необходимо показать сооружаемую Усть-Джегутинскую МГЭС; -в случае непредоставления достаточного обоснования техперевооружения ПС 110 кВ Северная, показать данную ПС 110 кВ как существующую, а не как реконструируемую. Аналогичное замечание к Приложению В;	***Замечание принимается.*** Приложения Б и В откорректированы согласно замечанию.

	-исключить из условных обозначений ПС 220 кВ и ВЛ 220 кВ.	
36	В Приложении Г необходимо: -скорректировать наименование организации «Карачаево-Черкесский филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа»» на «филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго»»; -привести в столбце «Подстанции» корректные диспетчерские наименования ПС 35-110 кВ.	***Замечание принимается.*** Приложение Г откорректировано согласно замечанию.