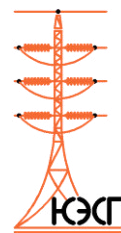




Ф и л и а л
«ЭНЕКС» (Открытое акционерное общество)
«Ю Ж Э Н Е Р Г О С Е Т Ь П Р О Е К Т»



**Комплексная программа развития электрических сетей
напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан
на 2017-2021 годы для нужд ПАО «МРСК Северного Кавказа»**

Внестадийная работа

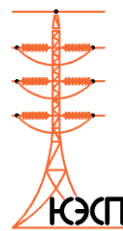
Пояснительная записка

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

2017г.



Ф и л и а л
«ЭНЕКС» (Открытое акционерное общество)
«Ю Ж Э Н Е Р Г О С Е Т Ъ П Р О Е К Т»



**Комплексная программа развития электрических сетей
напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан
на 2017-2021 годы для нужд ПАО «МРСК Северного Кавказа»**

Внестадийная работа

Пояснительная записка

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Главный инженер

А.В. Лубенец

Начальник отдела
энергосистем

В.В. Проценко

2017 г

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

Состав проектной документации

Номер тома	Наименование	Инв. № (шифр)	Примечание
1.	Пояснительная записка	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	
2.	Графические приложения	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	

Согласовано			

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Наименование
стройки
(по титулу)

Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан на 2017-2021 годы для нужд ПАО «МРСК Северного Кавказа» 7192

7192-СП

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Состав проектной
документации

Стадия	Лист	Листов
ОС	1	1

Филиал ЭНЕКС (ОАО)
“Южэнергосетьпроект”

Н. контроль	Галахова		
Нач. отд.	Проценко		

Содержание

Поз.	Наименование	Стр.
	ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	
	Введение	5
1	Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии в энергосистеме Республики Дагестан	7
1.1	Электропотребление и электрические нагрузки	7
1.2	Электрические станции, балансы мощности и электроэнергии	8
2	Характеристика функционирования энергосистемы Республики Дагестан и анализ режимов работы электрических сетей 35-110 кВ и выше за 2011-2015 гг.	16
2.1	Характеристика функционирования электрической сети 330 кВ	17
2.2	Характеристика и режимы работы распределительной электрической сети 35-110 кВ	20
3	Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок в период до 2021 года	34
3.1	Анализ намечаемого роста нагрузки по центрам питания в соответствии с договорами и заявками на технологическое присоединение потребителей к энергосистеме	34
3.2	Нагрузки центров питания напряжением 35-110 кВ, прогнозируемые в период 2017-2021 гг.	36
4	Анализ прогнозного баланса мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Дагестан на 2017-2021 гг.	37
4.1	Развитие генерирующих источников	37
4.2	Анализ прогнозного баланса мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Дагестан в период 2017-2021 гг.	37
5	Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ и выше на территории Республики Дагестан в 2017-2021 гг.	41
5.1	Перечень «узких мест» в сети 35-110 кВ и выше Республики Дагестан и мероприятия по их ликвидации	41
5.2	Развитие электрических сетей 330 кВ до 2021г.	45
5.3	Развитие распределительных сетей 35 и 110 кВ до 2021г.	47
6	Анализ результатов расчетов режимов работы электрических сетей 35-110 кВ и выше и разработка рекомендаций по компенсации реактивной мощности	55
6.1	Расчетные условия при выполнении расчетов режимов	55
6.2	Анализ режимов работы электрических сетей 35-110 кВ и выше	56
6.3	Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях 35-110 кВ и разработка рекомендаций по компенсации реактивной мощности	60
7	Анализ результатов расчетов токов к.з. в электрической сети 110 кВ и выше и оценка соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам к.з.	65

Наименование
стройки
(по титулу)

Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан на 2017-2021 годы для нужд ПАО «МРСК Северного Кавказа» 7192

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Инв. № подл.
Инж.
Инж.
Зав. группой
Н. контр.
Нач. отд.

Трифорова
Савина
Костюченко
Галахова
Проценко

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
ОС	1	199
Филиал ЭНЕКС (ОАО) «Южэнергосетьпроект»		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

			4
Поз.	Наименование	Стр.	
8	Объёмы электросетевого строительства и оценка необходимых капиталовложений	71	
9	Технико-экономические показатели функционирования электрических сетей напряжением 35-110 кВ в 2017-2021 гг.	74	
10	Программа комплексного развития электрических сетей энергосистемы Дагестана напряжением 35 кВ и выше на 2017-2021 гг.	79	
11	Выводы и рекомендации	82	
12	Список использованных сокращений	85	
13	Список использованной литературы	86	
	ПРИЛОЖЕНИЯ		
А	Техническое задание на выполнение работы «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан на 2017-2021 годы»	87	
Б	Перечень действующих подстанций 35-110 кВ на территории Республики Дагестан и нагрузка трансформаторов в режимные дни 2014 и 2015 гг.	96	
В	Перечень действующих ВЛ 35-110 кВ на территории Республики Дагестан и их основные характеристики	108	
Г	Реестр действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей к сети энергосистемы Ставропольского края	117	
Д	Перечень центров питания напряжением 35-110 кВ энергосистемы Республики Дагестан, обеспечивающих технологическое присоединение основных потребителей, и их прогнозируемые нагрузки в период 2016-2021 гг.	120	
Е	Электрические нагрузки на подстанциях 35-110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан в максимум нагрузок 2017-2021 гг.	121	
Ж	Результаты расчетов токов короткого замыкания в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан	139	
З	Износ оборудования подстанций напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан в 2015-2021 гг.	174	
И	Износ ВЛ напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан в 2015-2021 гг.	193	
К	Сводные данные о потерях электроэнергии по классам напряжения филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Дагэлектросеть» за 2015 г.	201	

В данном томе всего содержится **201** лист.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								2

Изм. № подл.

Подпись и дата

Взам.инв. №

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена по заказу ПАО «МРСК Северного Кавказа» для нужд ПАО «МРСК Северного Кавказа» по договору № 7192 от 27 июня 2016 г. в соответствии с Техническим заданием (см. Приложение А).

Дагестанская энергосистема осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Республики Дагестан и входит в состав ОЭС Юга.

Энергосистема Республики Дагестан обеспечивает электроснабжение потребителей на территории 50,27 тыс.кв.км. Численность населения (по данным Росстата) на 01.01.2017 г. составляет 3041,7 тыс.чел., в т. ч. доля городского населения – 45,13 %. Плотность населения – 60,51 человек на один кв. км. Территория Дагестана граничит с Азербайджаном на юге, с Грузией на юго-западе, а также с Чеченской Республикой на западе, со Ставропольским краем на северо-западе и с Республикой Калмыкия на севере. Республика входит в состав Северо-Кавказского федерального округа (СКФО).

Столица – город Махачкала, в котором проживают 587,876 тыс.чел. Наиболее крупные города Хасавюрт, Дербент и Каспийск с населением соответственно 138,42 тыс.чел., 122,35 тыс.чел. и 110,08 тыс.чел. соответственно. Территория Республики Дагестан поделена на 41 административный район и 10 городов республиканского значения. Основные отрасли производства: сельское хозяйство, виноделие, рыболовство, народные промыслы (в том числе ковроткачество), добыча нефти, добыча природного газа, лёгкая и химическая промышленности, машиностроение, производство электроэнергии.

Основными задачами работы являются:

- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов энергосистемы Республики Дагестан на пятилетний период (2017-2021 гг.);

- разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше всех электросетевых организаций, функционирующих в Республике Дагестан, в пятилетний период (2017 – 2021 гг.) для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

- информационное обеспечение деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

За отчётный в «Программе....» принят 2015 год, в качестве расчётных 2017-2021 годы.

Работа выполнена в соответствии с действующими нормативными и методическими документами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей (см. Раздел 11 «Список используемой литературы»).

При выполнении работы использованы следующие исходные материалы:

- отчетные материалы АО «СО ЕЭС»;
- отчетные материалы ПАО «МРСК Северного Кавказа»;
- отчетные материалы территориальных сетевых организаций;
- годовой отчет о результатах функционирования ЕЭС России на территории операционной зоны ОДУ Юга в 2015 г. (разделы 1-6);

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	электрической энергии и инвесторов; За отчётный в «Программе....» принят 2015 год, в качестве расчётных 2017-2021 годы. Работа выполнена в соответствии с действующими нормативными и методическими документами по проектированию развития энергосистем и электрических сетей (см. Раздел 11 «Список используемой литературы»). При выполнении работы использованы следующие исходные материалы: - отчетные материалы АО «СО ЕЭС»; - отчетные материалы ПАО «МРСК Северного Кавказа»; - отчетные материалы территориальных сетевых организаций; - годовой отчет о результатах функционирования ЕЭС России на территории операционной зоны ОДУ Юга в 2015 г. (разделы 1-6);					
			7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист		
						3		

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Дагестанского РДУ на конец 2015 г.;
- данные филиала АО «Дагестанская сетевая компания»: схема нормального режима работы электрических сетей 110/35/10-6 кВ на 2016 г., схемы потокораспределения в режимные дни 2015 г., данные об оборудовании ПС 35-110 кВ, нагрузке трансформаторов, установленных на ПС 35-110 кВ, марках проводов и длинах линий 35-110 кВ, а также перечень электросетевых объектов, требующих первоочередной реконструкции и техперевооружения;
- «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» утверждена приказом Минэнерго России № 147 от 01.03.2016 г.;
- «Схема и программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2016-2020 годы» утверждена приказом Правительства Республики Дагестан от 30.04.2015 г. № 332-р;
- «Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2017-2021 годы» утверждена приказом Минэнерго России от 28.12.2016 г. №1432;
- «Инвестиционная программа ПАО «МРСК СК» на 2017-2021 годы» утверждена приказом Минэнерго России от 30.12.2016 г. №1470;
- ТУ на ТП, выданные филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» - АО «Дагестанская сетевая компания»;
- Реестр заявок на получение ТУ, сформированный АО «Дагестанская сетевая компания».

В данном томе приведена пояснительная записка с описательной частью «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан на 2017-2021 годы». Графические материалы в виде приложений со схемами потокораспределения в расчетных режимах 2017-2021 гг., карты-схемы и принципиальные схемы электрических соединений сети 35 кВ и выше приведены в томе № 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 1.2 – Перечень наиболее крупных потребителей на территории Республики Дагестан в 2015 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Период максимальной нагрузки (кВт.ч.)		Среднемесячное потребление (кВт.ч.) за 2015г.
1	ООО "Газпром трансгаз Махачкала"	декабрь	606447	517585
2	ОАО "Дербентский завод игристых вин"	сентябрь	192000	139250
3	ООО "Дагестан Стекло Тара"	март	1167540	1062367
4	Северо-Кавказская дирекция по энергообеспечению-СП "Трансэнерго"-филиала ОАО "РЖД"	январь	5514603	4550663
5	ГУП "Дагводоканал"	август	937344	732020
6	ОАО "Аист"	март	153216	101738
7	МУП "Горводоканал" г.Хасавюрт	январь	125316	13962
8	ОАО Концерн "КЭМЗ"	декабрь	915630	646783
9	ОАО "Кизлярский электроаппаратный завод"	январь	62009	40814
10	ОАО "НК "Роснефть" - Дагнефть"	январь	1746908	1315972
11	ОАО "Буйнакский Агрегатный завод"	декабрь	165432	115280
12	ОАО "Шамхалхлебопродукт"	февраль	91040	51927
13	ОАО "Махачкалинский ДСК"	март	237552	178248
14	ОАО "Дагстройиндустрия"	декабрь	160488	124362
15	ОАО "Дагнефтепродукт"	март	1467920	655871
16	ОАО "Денеб"	июль	1385896	844222
17	ОАО "Дагнеруд"	февраль	937032	520293
18	ООО "Дробилка М"	август	355900	287283
19	ООО "ТехСпортСервис"	октябрь	429828	236050
20	УФСБ России по РД (госпиталь)	январь	101865	36163
21	ООО "Завод минеральных вод "Мевер"	июнь	51450	33408

1.2 Электрические станции, балансы мощности и электроэнергии

Установленная мощность электростанций, действующих на территории Дагестанской энергосистемы на 01.01.2016 г. составила 1904,13 МВт, в том числе: ГЭС – 1886,13 МВт (99,1 % всей мощности) и ТЭЦ – 18 МВт (0,9 %). По формам собственности: 18 МВт (Махачкалинская ТЭЦ) – электростанция ООО «Дагестанэнерго» и 1886,13 МВт (все ГЭС) – электростанции ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».

В 2015 году на электростанциях Дагестанской энергосистемы выработано 4263,6 млн.кВт.ч, что на 4,7 % больше, чем в 2014 году. Увеличение выработки произошло за счет ввода Гоцатлинской ГЭС.

Коэффициент использования установленной мощности электростанций Дагестанской энергосистемы на конец 2015 года составил 34,8 % для ТЭЦ и 26,4 % для ГЭС МВт.

За 2011-2015 гг. в установленной мощности электростанций Дагестанской энергосистемы произошли следующие изменения:

в 2011-2012 годах изменений установленной мощности электростанций не было;

2013 год – изменение в установленной мощности составило - увеличение на 3,63 МВт, что вызвано уточнением данных по установленной мощности электростанций;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

6

2014 год – к концу года выведена из эксплуатации турбина №2 (Р-6-35/5м) мощностью 6 МВт и турбина № 3 (ПТ-12-2,9/1,0М) мощностью 12 МВт на Каспийской ТЭЦ (собственник ООО «Дагестанэнерго»). Таким образом все генерирующее оборудование Каспийской ТЭЦ выведено из эксплуатации, в 2015 г. ТЭЦ исключена из списка действующих электростанций Дагестанской энергосистемы;

2015 год – введена Гоцатлинская ГЭС установленной мощностью 100 МВт (г/а №1 и г/а №2 типа РО 75-В-310 по 50 МВт каждый).

Таблица 1.3 – Структура электростанций Дагестанской энергосистемы по типам и собственникам на 1.01.2016 года и выработка электроэнергии в 2015 году

Наименование	Установленная мощность, МВт	Участие станций в зимний режимный день 16.12.15 г (18-00)*, МВт	Выработка Электроэнергии В 2015 г., млн.кВт.ч	Принадлежность
Мощность электростанций, всего:	1904,13	948,6	4263,6	
в том числе: ГЭС	1886,13	937,3	4208,7	
ТЭЦ	18	11,3	54,9	
Электростанции				
Махачкалинская ТЭЦ	18	11,3	54,9	ООО«Дагестанэнерго»
Чиркейская ГЭС	1000	576	1902,1	ПАО «РусГидро»
Чирюртские ГЭС в т.ч.:	81	55	313,6	ПАО «РусГидро»
Чирюртская ГЭС-1	72	49	313,6	ПАО «РусГидро»
Чирюртская ГЭС-2	9	6		ПАО «РусГидро»
Ирганайская ГЭС	400	139	1187,9	ПАО «РусГидро»
Миатлинская ГЭС	220	111	586,4	ПАО «РусГидро»
Гоцатлинская ГЭС	100	45	67,1	ПАО «РусГидро»
Гельбахская ГЭС	44	0	50,3	ПАО «РусГидро»
Гергебильская ГЭС	17,8	0	47,9	ПАО «РусГидро»
Гунибская ГЭС	15	0	50,2	ПАО «РусГидро»
Малые ГЭС в т.ч.:	8,33	0	3,17	ПАО «РусГидро»
Курушская ГЭС	0,5	0	3,17	ПАО «РусГидро»
Ахтынская ГЭС	1,8	0		ПАО «РусГидро»
Агульская ГЭС	0,6	0		ПАО «РусГидро»
Магинская ГЭС	1,2	0		ПАО «РусГидро»
Аракульская ГЭС	1,315	0		ПАО «РусГидро»
Амсарская ГЭС	1	0		ПАО «РусГидро»
Шиназская ГЭС	1,315	0		ПАО «РусГидро»
Бавтугайская ГЭС	0,6	0		ПАО «РусГидро»

*) – данные приведены согласно схемы потокораспределения в операционной зоне Дагестанского РДУ за ЗРД 16.12.2015 г. (18-00).

Ниже дана краткая характеристика электростанций функционирующих на территории Дагестанской энергосистемы.

Чиркейская ГЭС. Установленная мощность Чиркейской ГЭС – 1000 МВт. Гидроэлектростанция расположена на р.Сулак и введена в эксплуатацию в 1974-1976

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

7

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

году. На ГЭС установлено четыре гидроагрегата установленной мощностью по 250 МВт. Чиркейская ГЭС является самой крупной ГЭС в Северо-Кавказском регионе. Имея высокие маневренные возможности, она является одной из основных регулирующих станций в ОЭС Юга, работая в пиковой и полупиковой части графика нагрузок. Благодаря наличию контррегулятора – Миатлинской ГЭС – станция не имеет ограничений по режимам сбросов, имея возможность быстро изменять свою мощность (и соответственно расходы в нижний бьеф). Осуществляя глубокое регулирование стока, Чиркейская ГЭС повышает выработку на нижележащих станциях каскада. На конец 2015 года разрывов мощности на ГЭС не было. Чиркейская ГЭС входит в состав Дагестанского филиала ОАО «РусГидро».

Среднегодовая выработка Чиркейской ГЭС в 2011-2015 гг. составляла 2057 млн. кВт.ч.

Выдача мощности Чиркейской ГЭС осуществляется на напряжении 330 кВ (по двум ВЛ 330 кВ на ПС 330 кВ Чирюрт).

Миатлинская ГЭС. Установленная мощность Миатлинской ГЭС – 220 МВт. Гидроэлектростанция расположена на р. Сулак (ниже по течению от Чиркейской ГЭС) и введена в эксплуатацию в 1986 году. На ГЭС установлено два гидроагрегата установленной мощностью по 110 МВт. На конец 2015 года разрывов мощности на ГЭС не было. Миатлинская ГЭС входит в состав Дагестанского филиала ОАО «РусГидро».

Среднегодовая выработка Миатлинской ГЭС в 2011-2015 гг. составляет 626 млн. кВт.ч.

Выдача мощности Миатлинской ГЭС осуществляется на напряжении 110 кВ (на ПС 330 кВ Чирюрт – две ВЛ 110 кВ, на ПС 110 кВ Чиркей ГПП и на ПС 110 кВ Буйнакск-II).

Чирюртские ГЭС. В состав Чирюртских ГЭС входит Чирюртская ГЭС-1, установленной мощностью 72 МВт, и Чирюртская ГЭС-2, установленной мощностью 9 МВт. Чирюртские ГЭС расположены на р. Сулак (ниже по течению от Миатлинской ГЭС). Чирюртская ГЭС-1 введена в эксплуатацию в 1961 году, а Чирюртская ГЭС-2 – в 1964 году. На ГЭС-1 установлено две гидротурбины мощностью по 36 МВт, а на ГЭС-2 – одна гидротурбина мощностью 9 МВт. Чирюртские ГЭС входят в состав Дагестанского филиала ОАО «РусГидро».

Среднегодовая выработка Чирюртских ГЭС в 2011-2015 гг. составляет 399 млн.кВт.ч.

Выдача мощности Чирюртских ГЭС осуществляется на напряжении 110 кВ.

Гергебильская ГЭС. Установленная мощность Гергебильской ГЭС – 17,8 МВт. Гидроэлектростанция расположена на р. Кара-Койсу – притоке р. Аварское Койсу и является самой старой ГЭС в Дагестане. Она введена в 1938 году. На ГЭС установлено три гидротурбины мощностью по 5 МВт и две гидротурбины – по 1,4 МВт. В 1989-1993 г.г. была проведена реконструкция Гергебильской ГЭС с заменой гидроагрегатов. Гергебильская ГЭС входит в состав Дагестанского филиала ОАО «РусГидро».

Среднегодовая выработка Гергебильской ГЭС в 2011-2015 гг. составляет 48 млн.кВт.ч.

Выдача мощности Гергебильской ГЭС осуществляется на напряжении 35 кВ на ПС 110 кВ Гергебиль.

Ирганайская ГЭС. Установленная мощность Ирганайской ГЭС – 400 МВт. Гидроэлектростанция расположена на главном притоке р. Сулак – р. Аварское Койсу, в 85 км выше по течению от Чиркейской ГЭС. Ввод первого гидроагрегата мощностью 200 МВт был осуществлен на ГЭС в 1998 году, второго, такой же мощности, в 2001

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Таблица 1.4 - Укрупнённый баланс мощности Дагестанской энергосистемы
за 2012-2015 гг. (Собственный максимум)

МВт

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
I. ПОТРЕБНОСТЬ				
Электропотребление, млн.кВт.ч	5396	5474	5860,3	6175,8
Число часов исп. максимума нагрузки	4482	4995	5005	5356
Собственный максимум нагрузки	1204	1096	1171	1153
Резерв и ремонт мощности	906,8	1013,07	837,4	954,7
Экспорт (+) и импорт (-),	-4	-2	-15	-6
Итого потребность	2083	1864,3	1988,7	1979
II. ПОКРЫТИЕ				
Установленная мощность	1818,5	1822,13	1822,13	1804,13
в том числе: ГЭС	1782,5	1786,13	1786,13	1786,13
ТЭЦ	36	36	36	18
Располагаемая мощность	1703,5	1782,2	1784,5	1783,1
в том числе: ГЭС	1685,7	1768	1768	1768
ТЭЦ	17,8	14,2	16,5	15,1
Используемая в балансе мощность электростанций	1703,5	1782,2	1784,5	1783,1
III. БАЛАНС				
Дефицит (-); избыток (+)	-379,5	-82,1	-204,2	-195,9

Таблица 1.5 – Укрупненный баланс электроэнергии Дагестанской энергосистемы
за 2011-2015 гг. млн.кВт.ч

Показатели	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
I. ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление, млн.кВт.ч	5447	5396	5474	5860,3	6175,8
Экспорт (+) и импорт (-), млн.кВт.ч	-347,3	-184,9	-71,2	-81,1	-53,6
Итого потребность	5099,7	5211	5402,8	5779,2	6122,2
II. ПОКРЫТИЕ					
Производство электроэнергии, всего	4329,1	3911,5	5262,3	4073,1	4263,6
в т.ч ГЭС	4263,7	3857,5	5208,5	4014	4208,7
ТЭЦ	61,4	54	53,8	59,2	54,9
III. БАЛАНС					
Дефицит (-); избыток (+)	-770,6	-1299,5	-140,5	-1706,1	-1858,6
Число часов использования установленной мощности ТЭЦ, часы	1705	1500	1494	1644	3050

Инв. № инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

11

Таблица 1.6 – Перетоки мощности по межсистемным ВЛ 110-330 кВ Дагестанской энергосистемы в режимные дни зимы и лета за период 2012-2015 гг.

МВт

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Зимний максимум (вечерний) 18-00				
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330кВ Дербентская)	34	46	7,0	14
ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	-78,4	-57,5	-16,2	-105,3
ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	115,9	143	164,2	92
ВЛ 330 кВ Будённовск – Чирюрт	214,8	236,1	271,8	211,5
ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	21,1	21,3	10,1	22,9
ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	12,3	14,4	15,8	15,7
ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)	откл.	откл.	-10,7	-11,5
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)	-61,3	-47	-62	-60,6
ВЛ 110кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	-26,0	-36,3	-23,7	-24,5
Балансовый переток	235	320	356	154
<i>Генерация на территории энергосистемы</i>	<i>745</i>	<i>734</i>	<i>701</i>	<i>949</i>
<i>Потребление энергосистемы</i>	<i>980</i>	<i>1054</i>	<i>1057</i>	<i>1103</i>
Зимний минимум (ночной провал) 03-00				
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330кВ Дербентская)	-39,6	0	10	19
ВЛ 330 кВ Чирюрт – Грозный	54,7	76,5	138	93,6
ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	186,6	212,4	243,1	175
ВЛ 330 кВ Будённовск – Чирюрт	270,6	301,8	318	266,6
ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	16,4	16,5	8,7	16,3
ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	9,0	9,7	11,1	10,6
ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)	откл.	откл.	-9,8	-9,9
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)	-40,6	-34,2	-37,1	-34,1
ВЛ 110кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	-22,6	-28	-13,8	-14,4
Балансовый переток	435	555	668	523
<i>Генерация на территории энергосистемы</i>	<i>272</i>	<i>221</i>	<i>60</i>	<i>237</i>
<i>Потребление энергосистемы</i>	<i>707</i>	<i>776</i>	<i>728</i>	<i>760</i>
Летний максимум (вечерний) 22-00				
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330кВ Дербентская)	2,2	7	21	0
ВЛ 330 кВ Чирюрт – Грозный	-185,7	-236,3	-146,6	-396,3
ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	не введена	-127,3	-14,3	-183,8
ВЛ 330 кВ Будённовск – Чирюрт	40	-43,8	-1	-143,1
ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	откл.	откл.	откл.	14,7
ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	откл.	откл.	откл.	откл.
ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)	откл.	откл.	откл.	-5
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)	-48,5	-45,3	-43,1	-51,3
ВЛ 110кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	-21,1	-22,7	-26,6	-20
Балансовый переток	-213	-468	-211	-785
<i>Генерация на территории энергосистемы</i>	<i>804</i>	<i>1076</i>	<i>862</i>	<i>1448</i>
<i>Потребление энергосистемы</i>	<i>591</i>	<i>608</i>	<i>651</i>	<i>663</i>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

12

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Продолжение таблицы 1.6

Наименование	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Лето мин. (ночной провал) 04-00				
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз	23	9	21	-16,8
ВЛ 330 кВ Чирюрт – Грозный	9,1	-90,1	-32,8	-299,4
ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	не введена	-33,5	25,9	-165,9
ВЛ 330 кВ Будённовск – Чирюрт	106,6	33,6	36,3	-112,2
ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с опайками (ВЛ-110-88)	откл.	откл.	откл.	10,3
ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	откл.	откл.	откл.	откл.
ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)	откл.	откл.	откл.	-6,1
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)	-29,5	-28,5	-25	-27,2
ВЛ 110кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	-13,2	-9,1	-15,5	-10
Балансовый переток	96	-118	10	-627
<i>Генерация на территории энергосистемы</i>	<i>236</i>	<i>474</i>	<i>356</i>	<i>1018</i>
<i>Потребление энергосистемы</i>	<i>332</i>	<i>356</i>	<i>366</i>	<i>391</i>

Примечания:

1. Данные приведены согласно схемам потокораспределения в операционной зоне Дагестанского РДУ за ЗРД и ЛРД 2012-2015 гг.;

2. Перетоки приведены: с «+» – получение мощности в энергосистему, с «-» – выдача в соседнюю энергосистему.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					Лист
						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				13

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35-110 КВ И ВЫШЕ ЗА 2011-2015 ГГ.

Электрические сети в Дагестанской энергосистеме развиваются на напряжении 330, 110 и 35кВ. Сети 330 кВ являются составной частью Единой национальной электрической сети и эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС»-Каспийское ПМЭС. Электрические сети напряжением до 110 кВ включительно эксплуатируются, в основном, АО «Дагестанская сетевая компания»

По состоянию на 1.01.2016 года в энергосистеме Республики Дагестан в эксплуатации находятся 5804,7 км ВЛ 35, 110 и 330 кВ, 5 подстанций 330 кВ, 93 подстанции 110 кВ и 121 подстанция 35кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов 35, 110 и 330 кВ составляет 3642,7 МВА.

Таблица 2.1 - Суммарная протяженности ВЛ 35-110 кВ, количество и мощность трансформаторов на ПС 35-110 кВ на территории энергосистемы Республики Дагестан на 01.01.2016 г.

Наименование	Напряжение, кВ			Всего 35-330кВ
	330	110	35	
Линии электропередачи				
Протяженность ВЛ в одноцепном исчислении, км	793,3	2682,8	2418,4	5894,5
в т.ч. АО «Дагестанская сетевая компания»	-	2574,1	2418,4	4992,5
филиал ПАО «ФСК ЕЭС»- Каспийское ПМЭС	793,3	4,4	-	797,7
другие собственники	-	104,3	-	104,3
Подстанции (РУ электростанций)				
Количество подстанций/мощность тр-ров, шт/МВА	5/1430	96/2642,1	121/463,3	222/4535,4
в т.ч. АО «Дагестанская сетевая компания»	-	86/1879,4	121/463,3	207/2342,7
филиал ПАО «ФСК ЕЭС»- Каспийское ПМЭС	4 / 1305	1/32	-	5/1337
ПАО «РусГидро» (Ирганайская ГЭС)	1 / 125	5/658	-	6/783
другие собственники	-	4/72,7	-	4/72,7

В силу своего географического положения в ОЭС Юга Дагестанская энергосистема имеет электрические связи на напряжении 35, 110 или 330 кВ с энергосистемами Ставропольского края, Чеченской Республики, Республики Северная Осетия (Алания) и Республики Калмыкия, а также с национальной энергосистемой Азербайджана. В таблице 2.2 приведен перечень межсистемных связей Дагестанской энергосистемы.

Таблица 2.2 – Перечень межсистемных связей Дагестанской энергосистемы на 01.01.2016 г.

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Нагрузка 16.12.15г (18.00)*,МВт	Примечание
с энергосистемой Ставропольского края				
ВЛ 330кВ Буденновск-Чирюрт	2АС-300	408,71	211,5	
ВЛ 110кВ Затеречная-Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	АС-150 АС-120	115,3	22,9	питает изолированную нагрузку Дагестанской ЭС
ВЛ 35 кВ Южно-Сухокумск - Затеречная (Л-527)	АС-90	32,5	откл.	нормально откл. со стороны ПС Южно-Сухокумск

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

14

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Продолжение таблицы 2.2

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км	Нагрузка 16.12.15г (18.00)*, МВт	Примечание
с энергосистемой Республики Калмыкия				
ВЛ 110кВ Кочубей - Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	АС-120	77,18	15,7	зимой питает изолированную нагрузку Дагестанской ЭС, летом нормально разомкнута на ОСШСВ-110 кВ ПС 110 кВ Артезиан-2
с энергосистемой Республики Северная Осетия - Алания				
ВЛ 330кВ Моздок - Артем	2АС-300	274,77	92	введена в 2012г
с энергосистемой Чеченской Республики				
ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	2АС-300	92,9	211,5	введена в 2003г
ВЛ 110кВ Кизляр-1 - Каргалиновская (Л-148)	АС-150	19,1	11,5	питают радиально нагрузку восточной части Чеченской ЭС в размере 80-100 МВт
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)	АС-120	26,3	60,6	
ВЛ 110кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149)	АС-185	65,8	24,5	
ВЛ 35кВ Кизляр-1 - Бороздиновская (Л-55А)	АС-70	12,1	откл.	нормально откл. со стороны ПС Кизляр-1
с энергосистемой Азербайджана (межгосударственные связи)				
ВЛ 330кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская)	2АС-300	105,4	14	осуществляет параллельную работу с энергосистемой Азербайджана с перетоками активной мощности в последние годы близкими к 0 МВт.
ВЛ 110кВ Белиджи-Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская)	АС-95	22,0	откл.	нормально откл., разрыв на ПС 110кВ Белиджи на линейном выключателе

*) – данные о нагрузке ВЛ приведены согласно схеме потокораспределения в операционной зоне Дагестанского РДУ за ЗРД 16.12.2015 г. (18-00).

2.1 Характеристика функционирования электрической сети 330 кВ

Системообразующая электрическая сеть энергосистемы Республики Дагестан развивается на напряжениях 330 и 110 кВ. Связь энергосистемы с основной сетью ОЭС Юга обеспечивается по трем ВЛ 330 кВ: Буденновск – Чирюрт, Моздок–Артем (введена в 2012 году) и Владикавказ-2 – Грозный – Чирюрт.

Параллельная работа ОЭС Юга с энергосистемой Азербайджана, а также электроснабжение центрального (г. Махачкала) и южного (г. Избербаш и г. Дербент) районов Дагестанской энергосистемы осуществляется по транзитной электропередаче 330 кВ Артем – Махачкала – Дербент – Хачмаз протяженностью более 400 км, не имеющей достаточно мощных параллельных связей на напряжении 110 кВ. В 2015 г. перетоки мощности по связям 110 и 330 кВ между подстанциями Чирюрт – Артем в режиме зимних максимальных нагрузок достигали 405 МВт, по ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала – 329 МВт, между ПС Махачкала – Дербент – 245 МВт. Наличие лишь одной транзитной ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала – Дербент – Хачмаз, связывающей северную избыточную часть Дагестанской энергосистемы с ее основными

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								15

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
------	---------	------	--------

потребляющими районами и осуществляющей экспортные перетоки мощности в Азербайджан не обеспечивает требуемую надежность электроснабжения потребителей Дагестанской энергосистемы.

Следует также отметить ненадежную существующую схему выдачи мощности Ирганайской ГЭС (установленной мощностью 400 МВт) по ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала и ВЛ 110 кВ на ПС Ирганай ГПП. При отключении ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала выдача мощности ГЭС ограничивается номинальной мощностью АТ 330/110 кВ 125 МВА.

Таблица 2.3 - Характеристика существующих ЛЭП напряжением 330 кВ, функционирующих в энергосистеме Республики Дагестан

Наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Марка провода	Протяженность, км	
			Всего	По территории республики
ВЛ 330кВ Буденновск – Чирюрт	2000	2хАС-300	408,71	275,6
ВЛ 330кВ Моздок – Артем	2012	2хАС-300	274,77	107,7
ВЛ 330кВ Грозный – Чирюрт (восстановлена)	2003	2хАС-300	92,9	40,6
ВЛ 330кВ Чирюрт – Артем	1974	2хАС-300	33,07	33,07
ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала	1974	2хАС-300	44,2	44,2
ВЛ 330 кВ Махачкала –Дербент	1975	2хАС-300	115,8	115,8
ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1	1974	2хАС-400	23,3	23,3
ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2	1974	2хАС-400	23,2	23,2
ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала	2001	2хАС-300	78,5	78,5
		2хАС-400	1,9	1,9
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз	1980	2хАС-300	105,4	48,8

Питание основной и распределительной сети 110 кВ осуществляется от четырех ПС 330 кВ: Чирюрт, Артем (введена в 2012 году), Махачкала, Дербент и через автотрансформатор связи 330/110 кВ Ирганайской ГЭС. На подстанциях 330 кВ Чирюрт и Махачкала установлены автотрансформаторы 330/110 кВ мощностью 2х200 МВА, на ПС 330 кВ Дербент – 2х125 МВА, на ПС 330 кВ Артем и на Ирганайской ГЭС – по одному АТ мощностью 125 МВА.

В 2012 г. была введена ВЛ 330 кВ Моздок – Артем с ПС 330 кВ Артем с установкой одного АТ 330/110кВ мощностью 125 МВА и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт – Махачкала. Ввод данных объектов был направлен на усиление связей основной сети ОЭС Юга с энергосистемой Дагестана, что обеспечило пропускную способность связей «Дагэнерго» с ОЭС до 1230 МВт на выдачу и до 680-700 МВт на прием мощности в Дагестан. Кроме того, ввод новой ПС 330 кВ повысил надежность электроснабжения потребителей г. Махачкала и прилегающих районов, снизил загрузку сети 110 кВ и АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Чирюрт и Махачкала.

В 2015 году на ПС 330 кВ Махачкала была произведена замена АТ № 1 мощностью 125 МВА на новый АТ мощностью 200 МВА. Это мероприятие сняло проблему его перегрузки, и соответственно, необходимость отключения потребителей при выводе в ремонт или аварийном отключении АТ №2 мощностью 200 МВА.

Загрузка питающих центров сети 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан, в зимний и летний максимумы режимных дней 2012-2015 гг. приведена в таблице 2.4.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	«Дагэнерго» с ОЭС до 1230 МВт на выдачу и до 680-700 МВт на прием мощности в Дагестан. Кроме того, ввод новой ПС 330 кВ повысил надежность электроснабжения потребителей г. Махачкала и прилегающих районов, снизил загрузку сети 110 кВ и АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Чирюрт и Махачкала. В 2015 году на ПС 330 кВ Махачкала была произведена замена АТ № 1 мощностью 125 МВА на новый АТ мощностью 200 МВА. Это мероприятие сняло проблему его перегрузки, и соответственно, необходимость отключения потребителей при выводе в ремонт или аварийном отключении АТ №2 мощностью 200 МВА. Загрузка питающих центров сети 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан, в зимний и летний максимумы режимных дней 2012-2015 гг. приведена в таблице 2.4.								
			7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист		
										16	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

Таблица 2.4 – Загрузка автотрансформаторов (трансформаторов) на подстанциях 330 кВ и Ирганайской ГЭС в максимум режимных дней 2013-2015 гг.

Наименование подстанций и мощность АТ	Год ввода в эксплу- атацию	Суммарная нагрузка автотрансформаторов в зимний/летний режимный день					
		2013 г.		2014 г.		2015 г.	
		МВА	%	МВА	%	МВА	%
ПС 330/110/10 кВ Чирюрт							
АТ -1 330/110/10 кВ 200 МВА	1999	<u>321</u>	<u>80,3</u>	<u>338</u>	<u>84,6</u>	<u>334</u>	<u>83,5</u>
АТ -2 330/110/10 кВ 200 МВА	2010	88,0	44,1	167	41,8	109	27,0
ПС 330/110/10 кВ Махачкала	1974						
АТ -1 330/110/10 кВ 125(200) МВА	2015	<u>239</u>	<u>73,5</u>	<u>248</u>	<u>76,3</u>	<u>262</u>	<u>65,5</u>
АТ -2 330/110/10 кВ 200 МВА	1988	200	61,5	190	58,5	141	70,3
Т-1 110/10 кВ 10МВА	1974	<u>1,4</u>	<u>14,0</u>	<u>1,04</u>	<u>10,4</u>	<u>1,2</u>	<u>12,4</u>
Т-2 110/10 кВ 25МВА	1974	0,67	6,7	0,67	6,7	0,7	7,0
Т-3 110/10 кВ 63МВА	Трансформатор отключен						
ПС 330/110/10 кВ Артем							
АТ -1 330/110 кВ 125 МВА	2012	<u>124</u> 41,3	<u>99,2</u> 33,1	<u>127</u> 66	<u>101,7</u> 52,5	<u>115</u> 40	<u>92,3</u> 32,0
ПС 330/110/10/6 кВ Дербент	1975						
АТ -1 330/110/10 кВ 125 МВА	1975	<u>158</u>	<u>63,2</u>	<u>182</u>	<u>72,8</u>	<u>168</u>	<u>67,0</u>
АТ -2 330/110/10 кВ 125 МВА	1980	107	42,8	119	47,6	110	44,0
Т-1 110/6 кВ 16МВА		<u>14,3</u>	<u>44,8</u>	<u>16,0</u>	<u>50,0</u>	<u>16,4</u>	<u>51,3</u>
Т-2 110/6 кВ 16МВА		10,7	33,4	16,7	52,2	10,9	34,1
Ирганайская ГЭС							
АТ -1 330/110/10 кВ 125 МВА	1998	<u>106</u> 67	<u>84,4</u> 53,5	<u>114</u> 61	<u>90,9</u> 49,3	<u>91</u> 75	<u>72,7</u> 60,0

Для компенсации зарядной мощности ВЛ 330 кВ на подстанциях 330 кВ Чирюрт и Артем установлены шунтирующие реакторы. Шунтирующий реактор 3х55 Мвар, установленный на ПС Чирюрт, подключен к ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт. Потребляемая реактивная мощность шунтирующего реактора при его работе на напряжении 330 кВ составляет 108-109 Мвар. На ПС 330 кВ Артем шунтирующий реактор мощностью 3х60 Мвар подключен к ВЛ 330 кВ Моздок – Артем и на напряжении 330 кВ потребляемая реактивная мощность составляет 72-73,5 Мвар. Шунтирующие реакторы на подстанциях 330 кВ Чирюрт и Артем используются только в летний период для снижения уровней напряжения в сети 330 кВ.

Для покрытия дефицита реактивной мощности в сети Дагестанской энергосистемы в зимний период на ПС 330 кВ Артем установлены две БСК-110 кВ мощностью по 50 Мвар каждая. Фактически выдаваемая мощность каждой БСК в 2013-2015 гг. достигала 59-62 Мвар. До 2015 г. на ПС 330 кВ Дербент работал синхронный компенсатор (СК) номинальной мощностью 50 Мвар. Располагаемая мощность СК составляет 32 Мвар. Выдаваемая СК реактивная мощность в дни контрольных замеров в зимний период 2013-2014 гг. не превышала 20 Мвар. Синхронный компенсатор эксплуатировался более 35 лет и выработал свой эксплуатационный ресурс. В 2015 году синхронный компенсатор на ПС 330 кВ Дербент выведен из эксплуатации.

Наличие компенсирующих устройств на ПС 330 кВ обеспечивает напряжение в сети 330 кВ в нормальной схеме в пределах 334-347 кВ и на шинах 110 кВ подстанций 330 кВ в пределах 114-118 кВ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

2.2 Характеристика и режимы работы распределительной электрической сети 35-110 кВ

В 2012-2015 гг. в энергосистеме Республики Дагестан введено 5 новых подстанций 110 кВ, на которых установлено 6 трансформаторов, суммарной мощностью 164,9 МВА и построено 53,5 км новых ВЛ 110 кВ. Выполнена реконструкция 15 ПС 110 кВ и 9 ПС 35 кВ с увеличением мощности трансформаторов. На реконструируемых подстанциях установлено 25 трансформаторов суммарной мощностью 320,6 МВА. В этот же период выполнена реконструкция 156,11 км ВЛ 110 кВ с подвеской провода большего сечения.

Таблица 2.5 –Изменение установленной мощности трансформаторов и протяженности ВЛ сети 35 – 110 кВ Дагестанской энергосистемы в период 2012-2015г.г.

№	Наименование объекта	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Протяженность (км)/марка провода мощность (МВА, Мвар)	Примечание
В 2012 году					
1	ПС 110 кВ Шамхал	Т-1	110	25	замена Т-1 (16 МВА)
2	ПС 110 кВ Приморская	Т-2	110	16	замена Т-2 (10 МВА)
3	ПС 110 кВ Акташ	Т-1	110	25	замена Т-1 (16 МВА)
4	ПС 110 кВ Львовская	Т-1	110	16	замена Т-1 (10 МВА)
5	ПС 110 кВ Карадах	Т-1	110	10	замена Т-1 (6,3 МВА)
6	ПС 110 кВ Ботлих	Т-2	110	16	замена Т-2 (10 МВА)
7	ПС 110 кВ Берег	Т-1	110	6,3	новая ПС 110/10кВ
8	ПС 35 кВ Агвали	Т-2	35	6,3	замена Т-2 (4 МВА)
9	ПС 35 кВ Кидеро	Т-1	35	4,0	замена Т-1 (1 МВА)
10	ПС 35 кВ Полигон Солнца	Т-1	35	2,5	замена Т-1 (1,6 МВА)
В 2013 году					
1	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1	ВЛ-110-119	110	5,9 / АС-240	замена провода АС-150 на АС-240
2	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2	ВЛ-110-120	110	5,3 / АС-240	замена провода АС-150 на АС-240
3	ВЛ 110 кВ Тлох-Хунзах с отпайкой на ПС 110 кВ Тлайлух	ВЛ-110-159	110	29,36 / АС-150	замена провода АС-70 на АС-150
4	ВЛ 110 кВ Артем – Компас	б/н	110	28,96 / АС-185, АС-150	выполнение заходов ВЛ 110кВ Компас – Буйнакск-1 (ВЛ-110) на ПС 330 кВ Артем
5	ВЛ 110 кВ Артем – Буйнакск-1	б/н	110	45,16 / АС-185, АС-150	
6	ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Буйнакск-2	ВЛ-110-160	110	9,0 / АС-240	замена провода АС-150 на АС-240
7	ВЛ 110 кВ Артем – Стекольная №1	б/н	110	3,761 / АС-240	присоединение новой ПС 110 кВ Стекольная
8	ВЛ 110 кВ Артем – Стекольная №2	б/н	110	3,761 / АС-240	
9	ПС 110 кВ Стекольная	Т-1	110	63	новая ПС 110/10 кВ
		Т-2	110	63	
10	ПС 35 кВ Зуберха	Т-2	35	1,0	замена Т-2 (2,5 МВА)
11	ПС 35 кВ Некрасовка	Т-2	35	1,6	
В 2014 году					
1	ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь	б/н	110	35,75 / АСК-185	замена провода АС-150 на АСК-185
2	ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт II цепь	б/н	110	37,42 / АСК-185	замена провода АС-150 на АСК-185

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

18

Продолжение таблицы 2.5

№	Наименование объекта	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Протяженность (км)/марка провода мощность (МВА, Мвар)	Примечание
3	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая	б/н	110	17,72 / АСК-185	замена провода АС-150 на АСК-185
4	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы	ВЛ-110-111	110	15,66 / АСК-240	замена провода АС-150 на АСК-240
5	ПС 110 кВ ГПП	Т-2	110	40	замена Т-2 (31,5 МВА)
6	ПС 110 кВ Гергебиль	Т-1	110	25	замена Т-1 (10 МВА)
		Т-2	110	25	замена Т-2 (16 МВА)
7	ПС 110 кВ Тлох	Т-1	110	10	замена Т-1 (6,3 МВА)
		Т-2	110	10	замена Т-2 (6,3 МВА)
8	ПС 110 кВ Хунзах	Т-1	110	16	замена Т-1 (6,3 МВА)
		Т-2	110	16	замена Т-2 (10 МВА)
9	ПС 35 кВ Полигон Солнца	Т-2	35	6,3	замена Т-2 (2,5 МВА)

В 2015 году

1	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	б/н	110	6,95 / АС-95, АС-120	выполнение заходов ВЛ 110кВ Белиджи – Тагиркент (ВЛ-148) на ПС 110 кВ Оружба
2	ВЛ 110 кВ Оружба – Тагиркент	б/н	110	8,1 / АС-95, АС-120	
3	ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками	ВЛ-110-140	110	81,75 / АС-150	выполнение заходов ВЛ 110кВ Акташ – Кизляр-2 (ВЛ-140) отпайкой на ПС 110 кВ Речная
4	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС - Гоцатлинская	б/н	110	1,4 / АС-240	выполнение заходов ВЛ 110кВ Гоцатлинская – Гергебиль с отп. на ПС 110 кВ Хунзах в ОРУ 110 кВ Гоцатлинской ГЭС
5	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС - Гергебиль	б/н	110	15,1 / АС-240	
6	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС-Хунзах	б/н	110	16,84 / АС-240	
7	ПС 110 кВ Сергокала	Т-2	110	16	замена Т-2 (6,3 МВА)
8	ПС 110 кВ Майданское	Т-1	110	10	новая ПС 110/10 кВ
9	ПС 110 кВ Речная	Т-1	110	10	новая ПС 110/10 кВ
10	ПС 110 кВ Оружба	Т-1	110	6,3	новая ПС 110/10 кВ
		Т-2	110	6,3	
11	ПС 35 кВ Карата	Т-1	35	10	замена Т-1 (2,5МВА), Т-2 (1,6МВА), Т-3(2,5 МВА)

Полный перечень действующих линий электропередачи и подстанций напряжением 35 и 110 кВ приведен в Приложениях Б и В настоящего тома.

По состоянию на 1.01.2016 года в энергосистеме Республики Дагестан в эксплуатации находятся 5804,7 км ВЛ 35, 110 и 330 кВ, 5 подстанций 330 кВ, 93 подстанции 110 кВ и 121 подстанция 35 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов 35, 110 и 330 кВ составляет 3642,7 МВА.

На подстанциях 110 кВ и выше на 01.01.2016 г. в Дагестанской энергосистеме установлено 170 Мвар компенсирующих устройств (БСК), из них 60,8 Мвар на подстанциях 110 кВ. Располагаемая мощность КУ составляет 186,9 МВАр, в том числе 59,7 Мвар на подстанциях 110 кВ.

Взам. инв. №	Полный перечень действующих линий электропередачи и подстанций напряжением 35 и 110 кВ приведен в Приложениях Б и В настоящего тома. По состоянию на 1.01.2016 года в энергосистеме Республики Дагестан в эксплуатации находятся 5804,7 км ВЛ 35, 110 и 330 кВ, 5 подстанций 330 кВ, 93 подстанции 110 кВ и 121 подстанция 35 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов 35, 110 и 330 кВ составляет 3642,7 МВА. На подстанциях 110 кВ и выше на 01.01.2016 г. в Дагестанской энергосистеме установлено 170 Мвар компенсирующих устройств (БСК), из них 60,8 Мвар на подстанциях 110 кВ. Располагаемая мощность КУ составляет 186,9 МВАр, в том числе 59,7 Мвар на подстанциях 110 кВ.						Лист					
	Подпись и дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						19				
Инв. № подл.							Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 2.6 – Установленная и располагаемая мощность компенсирующих устройств на подстанциях 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 1.01.2016 г.

№ п/п	Наименование подстанций	Тип конденсаторной установки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность БСК, Мвар	Располагаемая мощность БСК, Мвар
1	ПС 110 кВ Анцух	КРМ (УКЛ57)-10,5-4950 У1	2006	4,95	4,95
2	ПС 110 кВ Анцух	КРМ (УКЛ57)-10,5-4950 У1	2006	4,95	4,95
3	ПС 110 кВ Леваша	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95
4	ПС 110 кВ Леваша	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95
5	ПС 110 кВ Кизляр-2	КС2-0,66-40 3У1	1982	5,3	4,96
6	ПС 110 кВ Кизляр-2	КМК2А-0,66-63-2У1	1982	5,3	5,04
7	ПС 110 кВ Кочубей	КЭК1-1,05-63 1У1	1996	5,3	4,8
8	ПС 110 кВ Кочубей	КЭК1-1,05-63 1У2	1996	5,3	5,3
9	ПС 110 кВ Ахты	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95
10	ПС 110 кВ Ахты	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95
11	ПС 110 кВ Миарсо	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95
12	ПС 110 кВ Миарсо	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95
13	ПС 330 кВ Дербент	БСК-6 кВ 2 х 4,6 МВАр	1986	9,2	9,2
14	ПС 330 кВ Артем	БСК-1 110 кВ	2012	50	59
15	ПС 330 кВ Артем	БСК-2 110 кВ	2012	50	59
Всего:				170,0	186,9
в т.ч. на ПС 110кВ				60,8	59,7

Напряжение в зимний режимный день 2015 года (16.12.2015 г. 18 час) обеспечивалось в пределах: в сети 110 кВ – 95-116 кВ, наиболее низкие напряжения на ПС 110 кВ Миарсо, Тлох, Леваша, Ахты, Усучай (95-100 кВ), Цудахар, Анцух, Каргалиновская, Кизляр-1 (101-102 кВ), Кочубей, Кизляр-2 (104-105 кВ), в сети 330 кВ – 335-354 кВ. В летний режимный день (17.06.2015 г. 22 час) в сети 110 кВ – 108-117 кВ, наиболее низкие напряжения на ПС 110 кВ Кочубей, Кизляр-1, Кизляр-2, Каргалиновская, в сети 330 кВ – 335-346 кВ.

Эксплуатацию электрических сетей 110 кВ и ниже на территории Дагестанской энергосистемы осуществляют 5 производственных участков (ПУ) филиала ПАО «МРСК СК»-«Дагэнерго»: Центральный, Дербентский, Гергебильский, Северный, Затеречный и 2 района электрических сетей (РЭС): Кизилюртовский РЭС и Южносухокумский РЭС.

Ниже дана более подробная характеристика существующего состояния электрических сетей 110 кВ и выше в границах производственных участков и РЭС «Дагэнерго».

Взам.инв. №		7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				Лист
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	20

2.2.1 Электрические сети Центрального производственного участка

Производственный участок включает в себя электрические сети городов Махачкалы (административный центр Республики Дагестан), Каспийска, Буйнакска и Избербаша, а так же Кумторкалинского, Буйнакского, Карабудахкентского и Сергокалинского районов.

Электрические нагрузки подстанций 110 кВ на территории Центрального производственного участка в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. составляли **355,4** МВт.

Электроснабжение энергорайона осуществляется на напряжении 110 кВ от трех центров питания 330 кВ: ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Махачкала. На ПС 330/110/10 кВ Чирюрт установлено два АТ 330/110/10 кВ мощностью по 200 МВА. На ПС 330/110/10 кВ Махачкала установлено два АТ 330/110/10 кВ мощностью по 200 МВА (замена АТ-1 мощностью 125 МВА на 200 МВА произведена в 2015 г.) и два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 и 10 МВА, на ПС 330 кВ Артем установлен один АТ мощностью 125 МВА. Максимальная суммарная нагрузка АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Чирюрт в последние годы достигала 334 МВА, на ПС 330 кВ Махачкала – 262 МВА и на ПС 330 кВ Артем – 127 МВА соответственно 83,5 %, 65,5 % и 101,7 % их установленной мощности.

В 2012-2015 гг. на территории Центрального ПУ введены ПС 330 кВ Артем и две новых подстанции 110 кВ: Берег с одним трансформатором мощностью 6,3 МВА (подключена отпайками от ВЛ 110 кВ Восточная – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками 2х0,38 км) и Стекольная с двумя трансформаторами 110/10 кВ по 63 МВА и двумя ВЛ 110 кВ Артем – Стекольная №1 и ВЛ 110кВ Артем – Стекольная №2.

В составе Центрального ПУ электрических сетей 24 подстанции 110 кВ, на которых установлено 45 трансформаторов 110 кВ суммарной установленной мощностью 958,6 МВА и 21 подстанция 35 кВ, на которых установлено 32 трансформатора 35 кВ суммарной установленной мощностью 171,2 МВА.

Наиболее загруженными в 2015 году были ПС 110 кВ: Шамхал, Буйнакс-1, Компас, Махачкала 110, ГПП, Приморская, Рассвет. На этих подстанциях отключение одного из трансформаторов (режим n-1) приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора на 8-90 % сверх номинальной мощности. В сети 35 кВ необходимо отметить высокую нагрузку трансформаторов в режиме (n-1) на подстанциях 35 кВ Карабуд-т, Радиоцентр, Казанище, Дженгутай, Солнце, где перегрузка трансформаторов в аварийных режимах может достигать 34-100 % (таблица 2.7).

На территории ПУ функционируют Махачкалинская ТЭЦ и Каскад Чирюртских ГЭС. Суммарная установленная мощность электростанций составляет 99 МВт. Генерация электростанций в максимум зимнего режимного дня 2015 года составляла 55 МВт, а в максимум летнего режимного дня – 40,6 МВт.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 2.7 - Перечень подстанций 35 и 110 кВ ПУ «Центральные электрические сети» с нагрузкой, превышающей номинальную мощность трансформаторов в режимный день 16.12.2015 г.

№ п/п	Наименование подстанций	Напряжение, кВ	Трансформаторы		Нагрузка тр-ров 16.12.2015г. 18-00		
			Дисп. №	Мощность	В нормальной схеме		В режиме п-1
				МВА	МВА	%	%
1	ПС ГПП	110/6	T-1	31,5	12,88	40,9	107,9
			T-2	40,0	21,18	53,0	
2	ПС Махачкала-110	110/35/10	T-1	25,0	18,61	74,4	144
			T-2	25,0	17,66	70,6	
3	ПС Приморская	110/6	T-1	16,0	7,81	48,8	118
		110/10	T-2	16,0	11,17	69,8	
4	ПС Рассвет	110/35/6	T-1	10,0	0,00	0,0	119
			T-2	16,0	11,90	74,4	
5	ПС Шамхал	110/35/10	T-1	25,0	22,69	90,8	154,8
			T-2	16,0	16,02	100,1	241,9
6	ПС Буйнакск -1	110/35/6	T-1	25,0	22,46	89,8	181,2
			T-2	25,0	22,85	91,4	
7	ПС Компас	110/10	T-1	16,0	6,70	41,9	118,7
			T-2	16,0	12,29	76,8	
8	ПС Карабуд-т	35/10	T-1	6,3	5,04	80,0	121,3
			T-2	4,0	2,60	65,0	191
9	ПС Радиоцентр	35/10	T-1	6,3	5,71	90,6	134,3
			T-2	2,5	2,75	110,0	338,4
10	ПС Алмало	35/10	T-1	2,5	1,61	64,4	109,6
		35/6	T-2	2,5	1,13	45,2	
11	ПС Казанище	35/10	T-1	4,0	3,35	83,8	113,8
			T-2	2,5	1,20	48,0	182
12	ПС Дженгутай	35/10	T-1	4,0	3,02	75,5	178,5
			T-2	4,0	4,12	103,0	
13	ПС Сулак	35/10	T-1	2,5	1,89	75,6	
			T-2	1,6	в резерве		118,1
14	ПС Солнце	35/10	T-2	6,3	3,70	58,7	
			T-1	2,5	1,29	51,6	199,6
15	ПС Тепл. Комбинат	35/10	T-1	10,0	6,50	65,0	113,8
			T-2	10,0	4,88	48,8	
16	ПС Мулебки	35/10	T-1	2,5	2,52	100,8	

Наибольшие перетоки мощности в максимум режимного дня 16.12.2015 г. имели место по ВЛ 110 кВ:

- двухцепная ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113), переток по которой на головном участке достигал 48 и 55 МВт на цепь, что для провода АС-150 в 1,6 и 1,9 раза превышает нормируемую плотность тока;

- ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал, переток по которой на головном участке достигал 57 МВт, что для провода АС-185 в 1,5 раза, превышает нормируемую плотность тока;

- ВЛ 110 кВ Артем – Компас 42 МВт, что для провода АС-150 в 1,7 раза превышает нормируемую плотность тока.

В максимум летнего режимного дня 2015 г. перетоки мощности в сети 110 кВ энергорайона находились в пределах нормируемой плотности тока.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

22

Напряжение в сети 110 кВ в максимум зимнего режимного дня 2015 года обеспечивалось в пределах 110-115 кВ, на ПС 110 кВ Сергокала – 104 кВ при работе обеих БСК на ПС 330 кВ Артем с суммарной выдачей реактивной мощности 124 Мвар.

Напряжение в сети 110 кВ Центрального ПУ в максимум летнего режимного дня 2015 г. обеспечивалось в пределах 112-115 кВ при отключенных БСК на ПС 330 кВ Артем.

2.2.2 Электрические сети Дербентского производственного участка

Производственный участок включает в себя электрические сети городов Дербент и Дагестанские Огни, а так же Каякентского, Дахадаевского, Кайтагского, Дербентского, Табасаранского, Агульского, Рутульского, Хивского, Сулейман-Стальского, Магарамкентского, Курахского, Ахтынского и Докузпаринского районов Республики Дагестан.

Электрические нагрузки на территории Дербентского ПУ в максимум зимнего режимного дня 2015 года составляли 148,3 МВт.

Электроснабжение энергорайона осуществляется на напряжении 110 кВ от ПС 330 кВ Дербент и по двухцепному транзиту 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная – Дербент. На ПС 330/110/10/6 кВ Дербент установлено два АТ 330/110/10 кВ мощностью по 125 МВА и два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 16 МВА. Суммарная максимальная нагрузка АТ 330/110 кВ на ПС Дербент в последние годы достигала 182 МВА.

В 2012-2015 гг. в Дербентском ПУ введена одна новая ПС 110 кВ Оружба с трансформаторами 110/10 кВ 2х6,3 МВА. Присоединение подстанции к сети 110 кВ выполнено заходом от ВЛ 110 кВ Белиджи – Тагиркент.

В составе ПУ Дербентского электрических сетей функционируют 25 подстанций 110 кВ и 26 подстанций 35 кВ, на которых установлено 47 трансформаторов 110 кВ суммарной установленной мощностью 442,7 МВА и 37 трансформаторов 35 кВ суммарной мощностью 77,8 МВА.

В таблице 2.8 приведен перечень подстанций напряжением 35 и 110 кВ, на которых нагрузка трансформаторов в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме или в послеаварийных режимах превышает номинальную.

Анализ приведенных в таблице 2.8 данных показал следующее.

При отключении одного из трансформаторов на подстанциях 110 кВ Маграмкент, Огни, Касумкент и Ахты в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. оставшийся в работе трансформатор будет перегружаться на 18-111 % сверх номинальной мощности. На подстанциях 110 кВ Дербент Северная, Каякент, Тагиркент, Мамедкала и Кайтаг перегрузка трансформаторов соответственно на 52,7 %, 16,7 %, 50,8 %, 134 % и 93,5 % будет иметь место при отключении трансформатора большей мощности. Для снижения в таких режимах нагрузки трансформаторов до допустимой потребуется перевод части нагрузки подстанции на другие центры питания или ограничение нагрузки потребителей.

На трех подстанциях 35 кВ: Тпиг (2х16 МВА), Заря (1х1,6 МВА) и Лучек (1х2,5 МВА) нагрузка подстанций в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме превышает установленную мощность трансформаторов на 2,5 %, 18,1 % и 8,5 % соответственно. Кроме того, на 5 подстанциях 35 кВ при отключении одного

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	оставшийся в работе трансформатор будет перегружаться на 18-111 % сверх номинальной мощности. На подстанциях 110 кВ Дербент Северная, Каякент, Тагиркент, Мамедкала и Кайтаг перегрузка трансформаторов соответственно на 52,7 %, 16,7 %, 50 ,8 %, 134 % и 93,5 % будет иметь место при отключении трансформатора большей мощности. Для снижения в таких режимах нагрузки трансформаторов до допустимой потребуется перевод части нагрузки подстанции на другие центры питания или ограничение нагрузки потребителей. На трех подстанциях 35 кВ: Тпиг (2х16 МВА), Заря (1х1,6 МВА) и Лучек (1х2,5 МВА) нагрузка подстанций в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме превышает установленную мощность трансформаторов на 2,5 %, 18,1 % и 8,5 % соответственно. Кроме того, на 5 подстанциях 35 кВ при отключении одного								
			7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист		
			23								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

из трансформаторов в максимум нагрузок зимнего режимного дня оставшийся в работе трансформатор будет перегружаться на 11,6-90,5 % сверх номинальной мощности.

Перетоки мощности в сети 110 кВ Дербентского ПУ в режимные дни 2015 г. практически находятся в пределах нормируемой плотности тока для проводов ВЛ.

Таблица 2.8 - Перечень подстанций 35 и 110 кВ ПУ «Дербентские электрические сети» с нагрузкой, превышающей номинальную мощность трансформаторов в режимный день 16.12.2015 г.

№ п/п	Наименование подстанций	Напряжение, кВ	Трансформаторы		Нагрузка тр-ров 16.12.2015г. 18-00			
			Дисп. №	Мощность МВА	В нормальной схеме			В режиме п-1 %
					МВт	МВА	%	
1	Дербент-Северная	110\6	T-1	22	6,73	7,24	30,6	69,4
		110\6	T-2	10	7,47	8,03	80,3	152,7
2	Мамедкала	110\35\10	T-1	6,3	4,43	4,76	70,4	234,0
		110\35\10	T-2	16	9,28	9,98	58,0	91,9
3	Каякент	110\10	T-1	10	4,79	5,15	51,5	73,5
		110\10	T-2	6,3	2,05	2,2	32,6	116,7
4	Касумкент	110\35\10	T-1	6,3	3,97	4,27	63,0	130,9
		110\35\10	T-2	6,3	3,70	3,98	58,8	130,9
5	Магарамкент	110\10	T-1	5,6	4,22	4,54	75,3	154,3
		110\10	T-2	6,3	3,82	4,10	60,6	137,1
6	Тагиркент	110\10	T-1	6,3	3,51	3,77	55,8	55,8
		110\10	T-2	2,5	0,00	0	0,0	150,8
7	Ахты	110\35\10	T-1	10	10,81	11,62	116,2	185,2
		110\35\10	T-2	10	6,42	6,90	69,0	185,2
8	Огни	110\6	T-1	10	6,41	6,89	68,9	118,4
		110\6	T-2	5,6	4,60	4,95	82,2	211,4
9	Кайтаг	110\35\10	T-1	16	11,34	12,19	70,9	70,9
		110\35\10	T-2	6,3	0,00	0	0,0	193,5
10	Рутул	35\10	T-1	4	4,23	4,55	113,7	123,5
		35\10	T-2	1,6	0,36	0,39	22,4	308,7
11	Маджалис	35\10	T-1	2,5	2,34	2,51	93,5	174,0
		35\10	T-2	2,5	1,71	1,84	68,6	174,0
12	Первомайская	35\10	T-1	2,5	1,68	1,81	67,2	137,2
		35\10	T-2	1,8	1,51	1,62	83,7	190,5
13	Хив	35\10	T-1	2,5	1,18	1,26	47,1	111,6
		35\10	T-2	2,5	1,43	1,53	57,0	111,6
14	Тпиг	35\10	T-1	1,6	1,53	1,64	102,5	205,6
		35\10	T-2	1,6	1,53	1,65	103,1	205,6
15	Уркарах-Новая	35\10	T-1	2,5	1,76	1,89	70,4	128,8
		35\10	T-2	2,5	1,23	1,33	49,4	128,8
16	Заря	35\10	T-1	1,6	1,89	2,03	118,1	
17	Лучек	35\10	T-1	2,5	2,71	2,92	108,5	

На территории энергорайона функционируют малые ГЭС: Агульская, Аракульская, Амсарайская, Шинаузская и Магинская ГЭС. Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 5,43 МВт.

В электрической сети 110 кВ Дербентского ПУ компенсирующие устройства установлены на ПС 110 кВ Ахты 2х4,95 МВАр. На ПС 330 кВ Дербент установлены 4 БСК суммарной мощностью 18,4 Мвар, СК 50 Мвар выведен из эксплуатации в 2015 г.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

24

В максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. напряжение в сети 110 кВ Дербентского ПУ обеспечивалось в пределах 100-113 кВ (100 кВ на ПС 110 кВ Ахты), при этом генерация БСК на ПС 110 кВ Ахты составляла 4 Мвар, на ПС 330 кВ Дербент – 4,1 Мвар. В максимум нагрузок летнего режимного дня 17.06.2015 г. напряжение в сети 110 кВ Дербентского ПУ обеспечивалось в пределах 109-114 кВ (109 кВ на ПС 110 кВ Ахты), при этом БСК на ПС 110 кВ Ахты отключены, генерация БСК на ПС 330 кВ Дербент – 4,2 Мвар.

2.2.3 Электрические сети Гергебильского производственного участка

Производственный участок включает в себя электрические сети Гумбетовского, Унцукульского, Ботлихского, Гергебильского, Левашинского, Хунзахского, Ахвахского, Цумадинского, Цунтинского, Бежтинского, Тляратинского, Чародинского, Лакского, Гунибского и Шамильского районов.

Электрическая нагрузка энергорайона в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. составляла 198,4 МВт.

Электроснабжение энергорайона осуществляется на напряжении 110 кВ от Ирганайской ГЭС по ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188), по ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118), Чиркей ГПП – Ирганай ГПП (ВЛ-110-170), Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) и Леваши – Сергокала (ВЛ-110-182).

За 2012-2015 гг. в Гергебильском ПУ введена 1 новая подстанция 110 кВ Майданское с трансформатором 6,3 МВА и построены заходы ВЛ 110 кВ на Гоцатлинскую ГЭС. В соответствии с интенсивным ростом нагрузки на территории ПУ в 2012-2015 гг. на ряде подстанций 110 и 35 кВ выполнена замена трансформаторов с увеличением их мощности (подстанции 110 кВ Карадах, Ботлих, Гергебиль, Тлох и Хунзах, подстанции 35 кВ Агвали, Зуберха, Карата, Кидеро).

На территории энергорайона находятся Ирганайская ГЭС, Гергебильская ГЭС, Гунибская ГЭС и в конце 2015 г. введена Гоцатлинская ГЭС (100 МВт). Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 532,8 МВт. Генерация электростанций в максимум зимнего режимного дня 2015 года составляла 188 МВт (в том числе гоцатлинская ГЭС 45 МВт), а в максимум летнего режимного дня – 430 МВт.

На Ирганайской ГЭС установлен один АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА. Загрузка его в максимум зимнего режимного дня 2015 года достигала 92 МВА, в максимум летнего режимного дня – 75 МВА.

На территории производственного участка функционируют 21 подстанция напряжением 110 кВ, на которых установлено 36 трансформаторов 110 кВ суммарной мощностью 391,4 МВА и 22 подстанции напряжением 35 кВ на, которых установлено 29 трансформаторов суммарной мощностью 126,7 МВА. Наиболее загруженными в максимум зимнего режимного дня 2015 г. были ПС 110 кВ: Тлох, Хунзах, Карадах, Гергебиль, Цудахар, Леваши, Ботлих, Миарсо, Ирганай ГПП и Новый Ирганай (более 70 % от установленной мощности трансформаторов).

В таблице 2.9 приведен перечень подстанций напряжением 35 и 110 кВ, на которых загрузка трансформаторов в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме или в послеаварийных режимах превышает номинальную.

Анализ приведенных в таблице 2.9 данных показал следующее.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	На территории производственного участка функционируют 21 подстанция напряжением 110 кВ, на которых установлено 36 трансформаторов 110 кВ суммарной мощностью 391,4 МВА и 22 подстанции напряжением 35 кВ на, которых установлено 29 трансформаторов суммарной мощностью 126,7 МВА. Наиболее загруженными в максимум зимнего режимного дня 2015 г. были ПС 110 кВ: Тлох, Хунзах, Карадах, Гергебиль, Цудахар, Леваши, Ботлих, Миарсо, Ирганай ГПП и Новый Ирганай (более 70 % от установленной мощности трансформаторов).								
			В таблице 2.9 приведен перечень подстанций напряжением 35 и 110 кВ, на которых загрузка трансформаторов в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме или в послеаварийных режимах превышает номинальную.								
			Анализ приведенных в таблице 2.9 данных показал следующее.								
							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				Лист
											25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

На подстанциях 35 кВ: Агвали (4+6,3 МВА), ГКЗ (2х,6,3 МВА) и Зуберха (1+1,6 МВА), Кумух (2х4 МВА), Ташкапур (2,5+5,6 МВА), Унцукуль (2х10 МВА) и Тлярата (2,5+4 МВА) нагрузка подстанций в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в послеаварийных режимах превышает установленную мощность трансформаторов на 27÷133 %. Минимальная перегрузка на ПС 35 кВ Агвали (27 %), максимальная – на ПС 35 кВ Тлярата (133 %). На ПС 35 кВ Цуриб установлен один трансформатор мощностью 6,3 МВА, его нагрузка в максимум нагрузок зимнего режимного дня 2015 г. достигала 7,02 МВА (111,4 % номинальной мощности).

Наибольшие перетоки мощности в сети 110 кВ в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. имели место по ВЛ 110 кВ:

- Дылым –Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167), 60 МВт (336 А) – для провода АС-150 в 2,2 раза превышает нормируемую плотность тока;

- Тлох – Ботлих 41 МВт (243 А) – для провода АС-120 в 1,5 раза превышает нормируемую плотность тока;

- Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197), 71 МВт (380 А) – для провода АС-240 в 1,5 раза превышает нормируемую плотность тока;

Режим сети 110 кВ на территории Гергебильского ПУ в максимум нагрузок зимнего режимного дня 2015 г. осуществлялся при нормальных разрывах:

- по ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133), отключен выключатель ВЛ на ПС 110 кВ Гергебиль;

- по ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС 110 кВ Тлайлух (ВЛ-110-159), отключен выключатель ВЛ на ПС 110 кВ Хунзах;

- по ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС – Хунзах с отпайкой на ПС 110 кВ Карадах (ВЛ-110-189), отключен выключатель ВЛ на ПС 110 кВ Хунзах;

- на СВ-110 Гоцатлинской ГЭС.

В максимум нагрузок летнего режимного дня 17.06.2015 г. перетоки мощности в сети 110 кВ существенно ниже, чем в зимний период, и находились в пределах нормируемой плотности тока для проводов ВЛ. Режим сети 110 кВ на территории Гергебильского ПУ в максимум нагрузок летнего режимного дня 2015 г. осуществлялся при нормальном разрыве по ВЛ 110 кВ Леваши – Сергокала (ВЛ-110-182), отключен выключатель ВЛ на ПС 110 кВ Леваши.

В электрической сети 110 кВ Гергебильского ПУ компенсирующие устройства установлены на ПС 110 кВ Миарсо 2х4,95 Мвар, на ПС 110 кВ Анцух 2х4,95 Мвар и на ПС 110 кВ Леваши 2х4,95 Мвар.

В максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. напряжение в сети 110 кВ Гергебильского ПУ обеспечивалось в пределах 95-115 кВ (95 кВ на ПС 110 кВ Миарсо, Ботлих, 115 кВ – на ПС 110 кВ Ирганай ГПП). При этом генерация БСК на ПС 110 кВ Анцух составляла 9,2 Мвар, на ПС 110 кВ Миарсо – 8,1 Мвар, на ПС 110 кВ Леваши – 8,6 Мвар. Компенсирующих устройств в сети 110 кВ Гергебильского ПУ в зимний период явно недостаточно.

В максимум нагрузок летнего режимного дня 17.06.2015 г. напряжение в сети 110 кВ Гергебильского ПУ обеспечивалось в пределах 112-115 кВ (119 кВ на ПС 110 кВ Ирганай ГПП), при этом БСК на подстанциях 110 кВ отключены.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					27

2.2.4 Электрические сети Северного производственного участка, включая Кизилюртовский РЭС

Производственный участок включает в себя электрические сети городов Хасавюрта и Кизилюрта, а так же Бабаюртовского, Хасавюртовского, Кизилюртовского и Новолаского районов.

Электрическая нагрузка в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. составляла 125,3 МВт.

Электроснабжение энергорайона осуществляется на напряжении 110 кВ от ПС 330 кВ Чирюрт. По ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес - Тяговая и ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур осуществляется связь с энергосистемой Чеченской Республики.

В 2012-2015 гг. на территории Северного ПУ строительство и ввод новых электросетевых объектов не осуществлялось. На ПС 110 кВ Львовская и Акташ выполнена замена трансформаторов с увеличением их установленной мощности.

На территории энергорайона функционируют Чиркейская ГЭС, Миатлинская ГЭС и Гельбахская ГЭС. Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 1264 МВт. Генерация электростанций в максимум зимнего режимного дня 2015 года составила 687 МВт, а в максимум летнего режимного дня – 979 МВт.

На территории Северного ПУ функционируют 14 подстанций 110 кВ, на которых установлено 19 трансформаторов 110 кВ суммарной мощностью 470,6 МВА и 25 подстанций 35 кВ, на которых установлено 35 трансформаторов 35 кВ суммарной мощностью 73,4 МВА.

В таблице 2.10 приведен перечень подстанций напряжением 35 и 110 кВ, на которых загрузка трансформаторов в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме или в послеаварийных режимах превышает номинальную.

Анализ приведенных в таблице 2.10 данных показал следующее.

При отключении одного из трансформаторов на подстанциях 110 кВ Акташ, Бабаюрт, Ярыксу и Дылым в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. оставшийся в работе трансформатор будет перегружаться на $1,4 \div 105$ % сверх номинальной мощности. Минимальная перегрузка на ПС 110 кВ Дылым (1,4 %), максимальная – на ПС 110 кВ Акташ (105 %) и на ПС 110 кВ Ярыксу (81,4 %). Для снижения в таких режимах нагрузки трансформаторов до допустимой потребуется перевод части нагрузки подстанции на другие центры питания или ограничение нагрузки потребителей.

На подстанциях 35 кВ: Новокули (2х2,5 МВА), Димитрова (2х2,5 МВА), Аксай (2,5+1,6 МВА), Дагестан (4+1,6 МВА), Туршунай (2х1,6 МВА), Костек (4+1,6 МВА), Хамаматюрт (2,5+1,6 МВА), Татаюрт (2х2,5 МВА) нагрузка подстанций в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в послеаварийных режимах превышает установленную мощность трансформаторов на $4,8 \div 224$ %. Минимальная перегрузка на ПС 35 кВ Костек (4,8 %) при отключении Т-2 1,6 МВА, максимальная – на этой же подстанции (224 %) при отключении Т-1 4 МВА.

Характерной особенностью режима электрической сети 110 кВ на территории Северного ПУ является наличие транзитных перетоков мощности через ПС 110 кВ Акташ и ПС 110 кВ Ярыксу для питания выделенного энергорайона энергосистемы Чеченской

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	На подстанциях 35 кВ: Новокули (2х2,5 МВА), Димитрова (2х2,5 МВА), Аксай (2,5+1,6 МВА), Дагестан (4+1,6 МВА), Туршунай (2х1,6 МВА), Костек (4+1,6 МВА), Хамаматюрт (2,5+1,6 МВА), Татаюрт (2х2,5 МВА) нагрузка подстанций в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в послеаварийных режимах превышает установленную мощность трансформаторов на 4,8÷224 %. Минимальная перегрузка на ПС 35 кВ Костек (4,8 %) при отключении Т-2 1,6 МВА, максимальная – на этой же подстанции (224 %) при отключении Т-1 4 МВА.																								
			Характерной особенностью режима электрической сети 110 кВ на территории Северного ПУ является наличие транзитных перетоков мощности через ПС 110 кВ Акташ и ПС 110 кВ Ярыксу для питания выделенного энергорайона энергосистемы Чеченской																								
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>28</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>													7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист							28	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист																				
							28																				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата																						

Республики. Нагрузка этого энергорайона в 2015 г. в максимум зимнего режимного дня составляла 83 МВт, в максимум летнего режимного дня – 70 МВт.

Таблица 2.10 - Перечень подстанций 35 и 110 кВ ПУ «Северные электрические сети» с нагрузкой, превышающей номинальную мощность трансформаторов в режимный день 16.12.2015 г.

№ п/п	Наименование подстанций	Напряжение, кВ	Трансформаторы		Нагрузка тр-ров 16.12.2015г. 18-00			
			Дисп. №	Мощность	В нормальной схеме			В режиме п-1
					МВт	МВА	%	
1	Акташ	110/35/10	T-1	25,0	15,56	16,73	62,2	131,5
			T-2	16,0	15,01	16,14	100,8	205,4
2	Ярыксу	110/35/10	T-1	25,0	21,35	22,96	91,8	181,4
			T-2	25,0	20,81	22,38	89,5	
3	Бабаюрт	110/35/10	T-1	16,0	8,37	9,00	56,2	102,9
			T-2	10,0	6,91	7,43	74,3	164,3
4	Дылым	110/35/10	T-1	10,0	6,23	6,70	67,0	101,4
			T-2	10,0	3,20	3,44	34,4	
5	Новокули	35/10	T-1	2,5	1,87	2,01	82,4	152,4
			T-2	2,5	1,67	1,80	66,8	
6	Димитрова	35/10	T-1	2,5	1,92	2,06	82,5	204,0
			T-2	2,5	2,83	3,04	121,6	
7	Аксай	35/10	T-1	2,5	2,12	2,28	91,2	142,8
			T-2	1,6	1,20	1,29	75,0	223,1
8	Дагестан	35/10	T-1	4,0	3,67	3,95	98,8	98,8
			T-2	1,6	0,00	0,00	0,0	246,9
9	Туршунай	35/10	T-1	1,6	0,83	0,89	51,9	123,1
			T-2	1,6	1,00	1,08	62,5	
10	Костек	35/10	T-1	4,0	2,54	2,73	63,5	104,8
			T-2	1,6	1,36	1,46	91,2	324,3
11	Хамаматюрт	35/10	T-1	2,5	1,50	1,61	64,4	130,4
			T-2	1,6	1,53	1,65	103,1	203,8
12	Татаюрт	35/10	T-1	2,5	1,44	1,55	57,6	120,4
			T-2	2,5	1,36	1,46	54,4	

Наибольшие перетоки мощности в сети 110 кВ в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. имели место по ВЛ 110 кВ:

- Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137), 57,5 МВт (297 А) – для провода АС-150 в 2 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184), 64 МВт (356 А) – для провода АС-185 более чем в 1,9 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199), 64 МВт (356 А) – для провода АС-185 более чем в 1,9 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185), 63 МВт (350 А) – для провода АС-185 более чем в 1,9 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106), 55 МВт (295 А) – для провода АС-185 в 1,6 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Кизилюртовская – Ярыксу (ВЛ-110-176), 47 МВт (250 А) – для провода АС-120 более чем в 2 раза превышает нормируемую плотность тока;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

29

- Чирюрт – Карланюрт -Тяговая (ВЛ-110-135), 61 МВт (350 А) – для провода АС-150 более чем в 2,3 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136), 57 МВт (288 А) – для провода АС-150 в 1,9 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164), 81 МВт (432 А) – для провода АС-300 в 1,6 раза превышает нормируемую плотность тока;
- Миатлы– Дылым (ВЛ-110-166), 71 МВт (452 А) – для провода АС-150 в 3 раза превышает нормируемую плотность тока.

В максимум нагрузок летнего режимного дня 17.06.2015 г. картина потокораспределения в сети 110 кВ в основном повторяет режим в максимум зимнего режимного дня при меньших перетоках по ЛЭП, за исключением существенного снижения (почти в 4 раза) перетока по ВЛ 110 кВ Миатлы– Дылым, нагрузка которой не превышает 18 МВт (102 А).

В электрической сети 110 кВ Северного ПУ компенсирующих устройств нет.

В максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. напряжение в сети 110 кВ на территории Северного ПУ обеспечивалось в пределах 105-117 кВ (105 кВ на ПС 110 кВ Львовская, Бабаюрт, 117 кВ – на Гельбахской ГЭС).

В максимум нагрузок летнего режимного дня 17.06.2015 г. напряжение в сети 110 кВ на территории Северного ПУ обеспечивалось в пределах 109-117 кВ (109 кВ на ПС 110 кВ Львовская, 117 кВ – на Гельбахской ГЭС).

2.2.5 Электрические сети Затеречного производственного участка, включая Южно-Сухокумский РЭС

Производственный участок включает в себя электрические сети городов Кизляр и Южно-Сухокумск, а так же Ногайского, Тарумовского и Кизлярского районов.

Электрическая нагрузка энергорайона в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. составляла 61,7 МВт.

Электроснабжение энергорайона осуществляется на напряжении 110 кВ по ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайкой на ПС 110 кВ Бабаюрт, по ВЛ 110 кВ Бабаюрт - Кизляр-1 и по ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) от Ставропольской энергосистемы. По ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148) в нормальной схеме осуществляется электроснабжение выделенной нагрузки Чеченской энергосистемы (12 МВт, ПС 110 кВ Каргалиновская и ПС 110 кВ Шелковская).

На территории энергорайона Затеречных электрических сетей функционируют 12 подстанций 110 кВ, на которых установлено 19 трансформаторов 110 кВ суммарной мощностью 140,9 МВА, и 18 подстанций 35 кВ, на которых установлено 25 трансформаторов 350 кВ суммарной мощностью 46,7 МВА.

На территории энергорайона нет генерирующих источников.

В таблице 2.11 приведен перечень подстанций напряжением 35 и 110 кВ, на которых загрузка трансформаторов в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме или в послеаварийных режимах превышает номинальную.

Анализ приведенных в таблице 2.11 данных показал следующее.

При отключении одного из трансформаторов на подстанциях 110 кВ Кизляр-1, Александрия и Терекли Мектеб в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. оставшийся в работе трансформатор перегружается соответственно на 6,8

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	подстанций 110 кВ, на которых установлено 19 трансформаторов 110 кВ суммарной мощностью 140,9 МВА, и 18 подстанций 35 кВ, на которых установлено 25 трансформаторов 350 кВ суммарной мощностью 46,7 МВА. На территории энергорайона нет генерирующих источников. В таблице 2.11 приведен перечень подстанций напряжением 35 и 110 кВ, на которых загрузка трансформаторов в максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 г. в нормальной схеме или в послеаварийных режимах превышает номинальную. Анализ приведенных в таблице 2.11 данных показал следующее. При отключении одного из трансформаторов на подстанциях 110 кВ Кизляр-1, Александрия и Терекли Мектеб в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. оставшийся в работе трансформатор перегружается соответственно на 6,8								
			7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист		
										30	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

%, 11,9 % и 40,8 % сверх номинальной мощности. На ПС 110 кВ Кизляр-2 установлены трансформаторы 10 и 16 МВА, при отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор будет загружен на 109,3 % или 174,8 % соответственно. Для снижения в таких режимах нагрузки трансформаторов до допустимой потребуется перевод части нагрузки подстанции на другие центры питания (если это возможно) или ограничение нагрузки потребителей.

На ПС 35 кВ Кунбатар установлены трансформаторы 1,8 и 1,0 МВА, при отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор в максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. будет загружен на 108 % или 209 % соответственно. На ПС 35 кВ Крайновка установлены трансформаторы 2,5 и 1,0 МВА, при отключении трансформатора мощностью 2,5 МВА трансформатор 1,0 МВА будет на 240 % номинальной мощности.

Загрузка ВЛ 110 кВ в максимум нагрузок зимнего и летнего режимного дня 2015 г. находилась в пределах рекомендуемой по экономической плотности тока.

На подстанциях 110 кВ Затеречного энергорайона Кизляр-2 и Кочубей установлено по две БСК мощностью по 5,3 Мвар каждая. В максимум нагрузок зимнего режимного дня 16.12.2015 г. на ПС 110 кВ Кизляр-2 БСК были отключены, на ПС 110 кВ Кочубей генерация БСК составляла 5,5 Мвар. При этом напряжение в сети 110 кВ энергорайона обеспечивалось в пределах 102-112 кВ (102 кВ на подстанциях 110 кВ Кизляр-1, Тарумовка, максимальное напряжение 112 кВ на ПС 110 кВ Кочубей).

В максимум нагрузок летнего режимного дня 17.06.2015 г. БСК на ПС 110 кВ Кизляр-2 и ПС 110 кВ Кочубей были отключены, напряжение в сети 110 кВ энергорайона обеспечивалось в пределах 107-109 кВ.

Таблица 2.11 - Перечень подстанций 35 и 110 кВ ПУ «Затеречные электрические сети» с нагрузкой, превышающей номинальную мощность трансформаторов в режимный день 16.12.2015 г.

№ п/п	Наименование подстанций	Напряжение, кВ	Трансформаторы		Нагрузка тр-ров 16.12.2015г. 18-00				
			Дисп. №	Мощность	В нормальной схеме			В режиме п-1	
				МВА	МВт	МВА	%	%	
1	Кизляр-1	110\35\10	T-1	16,0	9,6	10,32	60	106,8	
			T-2	16,0	6,3	6,77	39	106,8	
2	Кизляр-2	110\35\10	T-1	16,0	7,5	8,02	47	109,3	
			T-2	10,0	8,8	9,46	88	174,8	
3	Александрия	110\35\10	T-1	6,3	2,2	2,38	35	111,9	
			T-2	6,3	4,3	4,67	69	111,9	
4	Терекли Мектеб	110\35\10	T-1	6,3	3,4	3,60	53	140,8	
			T-2	6,3	4,9	5,27	78	140,8	
5	Крайновка	35\10	T-1	2,5	2,2	2,40	96		
			T-2	1,0	0,0	0,00	0	240,0	
6	Кунбатар	35\10	T-1	1,8	1,9	2,09	108%	108,0	
			T-2	1,0				209,0	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

3.1 Анализ намечаемого роста нагрузки по центрам питания в соответствии с договорами и заявками на технологическое присоединение потребителей к энергосистеме

Основу экономического потенциала республики составляют сельское хозяйство и пищевая промышленность, топливно-энергетический комплекс, машиностроение, промышленность стройматериалов, транспорт и связь, туристическо-рекреационный комплекс.

Перспективно и освоение рекреационных ресурсов Дагестана. Это золотые песчаные морские пляжи с благоприятными климатическими условиями на побережье Каспийского моря, минеральные источники (выявлено 255 источников и 15 месторождений минеральных лечебных вод), озерные грязи с лечебными свойствами, памятники истории и природы.

Республика богата и другими минерально-сырьевыми ресурсами: торфом, бурым углем, горючими сланцами, рудами черных и цветных металлов, нерудным минеральным сырьем. На юге республики находится одно из крупнейших месторождений меди.

Прогноз электропотребления и максимума нагрузок Дагестанской энергосистемы на период до 2021 года основывается на анализе роста этих показателей за период 2011-2015 гг., анализа строящихся и вводимых в рассматриваемый период объектов и заключенных договоров на технологическое присоединение новых потребителей (Приложение Г).

Взам. инв. №	автомобильные, воздушные и трубопроводные маршруты федерального значения. Необходимо использовать выгодное геополитическое положение республики в создаваемом транспортном коридоре «Север-Юг». В этом отношении актуально развитие Махачкалинского транспортного узла, включающего железнодорожные и автомобильные коммуникации, морской порт и аэропорт.						
	Подпись и дата	Прогноз электропотребления и максимума нагрузок Дагестанской энергосистемы на период до 2021 года основывается на анализе роста этих показателей за период 2011-2015 гг., анализа строящихся и вводимых в рассматриваемый период объектов и заключенных договоров на технологическое присоединение новых потребителей (Приложение Г).					
Инв. № подл.							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Основное увеличение электрических нагрузок в Республике Дагестан предполагается на территории ПУ «Центральные электрические сети».

- инвестиционная площадка «Уйташ» в г. Каспийск, на которой предусматривается создание индустриально-строительного комплекса «Каспийск», строительство комплексного логистического центра и расширение завода им. Гаджиева. Максимальная нагрузка предприятий, размещаемых на инвестиционной площадке, 9,8 МВт, год ввода – 2017 г.;

- многоквартирный жилой комплекс в г. Махачкала с максимальной электрической нагрузкой 2,1 МВт, ввод объекта в 2018 г.;

- цементный завод ООО «Дагцемком» в Карабудахкентском районе с максимальной электрической нагрузкой 40 МВт, ввод объекта в 2018 г. (договор на ТП с МЭС Юга).

На территории ПУ «Северные электрические сети» в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение к сети АО «Дагестанская сетевая компания» в период до 2021 года предусматривается ввод в 2017 г. тепличного комплекса ООО «Агро-Ас» в с. Новокули, Новолакского района с максимальной электрической нагрузкой 1 МВт.

Кроме того, имеется ряд заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» в период 2017-2020 гг. с суммарной нагрузкой 27 МВт. Наиболее крупные потребители: республиканский перинатальный центр в г. Махачкала – 3,3 МВт, комплекс зданий и сооружений МВД РФ в Карабудахкентском районе – 7,6 МВт, всесезонный туристическо-рекреационный комплекс «Матлас» в Хунзахском районе – 12 МВт. В прогнозе электропотребления и максимума нагрузок по базовому варианту выше упомянутые нагрузки не учитываются.

Оценка показателей электропотребления и максимума нагрузок при реализации в намеченные сроки социально-экономического развития на территории Республики Дагестан по базовому варианту показала, что электропотребление энергосистемы республики к 2021 году может увеличиться до 6609 млн. кВт.ч, а максимум нагрузки – до 1284 МВт. Среднегодовой темп роста электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы в 2017-2021 гг. составит соответственно 1,08 % и 0,9 %.

Темпы изменения электропотребления и максимума нагрузки, а так же число часов его использования в энергосистеме Республики Дагестан в 2017-2021 гг. приведены в таблице 3.1.

Взам.инв. №		Оценка показателей электропотребления и максимума нагрузок при реализации в намеченные сроки социально-экономического развития на территории Республики Дагестан по базовому варианту показала, что электропотребление энергосистемы республики к 2021 году может увеличиться до 6609 млн. кВт.ч, а максимум нагрузки – до 1284 МВт. Среднегодовой темп роста электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы в 2017-2021 гг. составит соответственно 1,08 % и 0,9 %. Темпы изменения электропотребления и максимума нагрузки, а так же число часов его использования в энергосистеме Республики Дагестан в 2017-2021 гг. приведены в таблице 3.1.					
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							33

Анализ данных, приведенных в таблице 3.1, показал, что увеличение нагрузки энергосистемы Республики Дагестан за счет технологического присоединения новых потребителей в 2017-2021 гг. составит 49 МВт, увеличение максимума нагрузки энергосистемы к 2021 г. в соответствии с приведенным в таблице 3.1 прогнозом может быть на величину 56 МВт.

Кроме технологического присоединения крупных потребителей, при формировании нагрузок по центрам питания учитывается естественный рост потребления за счет присоединения мелких потребителей в размере 7 МВт за 2017-2021 гг.

Таблица 3.1 – Динамика электропотребления и максимума нагрузки в энергосистеме Республики Дагестан в 2014-2021 гг.

Наименование	2014г. отчёт	2015г. отчёт	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	5860	6176	6263	6318	6397	6476	6570	6609
Темп роста, %	7,05	5,39	1,41	0,88	1,25	1,23	1,45	0,59
Годовой максимум нагрузки, МВт	1171	1153	1228	1240	1253	1266	1273	1284
Темп роста, %	6,84	-1,54	6,5	1,0	1,05	1,04	0,55	0,86
Число часов использования годового максимума нагрузки, час	5005	5356	5100	5095	5105	5115	5161	5147

3.2 Нагрузки центров питания напряжением 35-110 кВ, прогнозируемые в период 2017-2021 гг.

На подстанциях, где новые нагрузки не присоединяются, в течение рассматриваемого периода сохраняется максимальная нагрузка, соответствующая годовому максимуму энергосистемы в 2015 г., с учетом естественного роста.

В Приложении Е приведены данные о величине загрузки трансформаторов на подстанциях 35-110 кВ в нормальной схеме и в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов в 2017-2021 гг.

Анализ приведенных в Приложении Ж данных показал, что нагрузка ряда трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ послеаварийных режимах превышает их номинальную токовую нагрузку на 10-275 %.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист 34
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Республика Дагестан обладает большим гидроэнергетическим потенциалом, который оценивается в 30,1 млрд. кВт.ч. Фактически доступный для реального использования технический потенциал построенных и намечаемых к строительству гидроузлов по бассейнам рек Сулак и Самур составляет 12,7 млрд. кВт.ч годовой энергоотдачи. Как видно, в настоящее время в республике используется не более 44 % доступного гидроэнергетического потенциала. Так как ГЭС в энергосистеме Республики Дагестан в основном пиковые и полупиковые, то целесообразность дальнейшего освоения гидроэнергетического потенциала будет определяться потребностью в перспективе пиковых мощностей в ОЭС Юга.

Развитие генерирующих источников на территории Республики Дагестан на перспективу до 2021 г. принято в соответствии с базовым вариантом утвержденной работы «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы», в котором до 2022 года на территории республики строительство ГЭС не предусматривается, а планируется ввод одной солнечной электростанции (СЭС) мощностью 5 МВт.

Поименные вводы генерирующих мощностей на электростанциях Дагестанской энергосистемы в период до 2021 года приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях
Дагестанской энергосистемы в период 2017-2021 гг.

Наименование	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2016-2021гг.
Вводы на электростанциях, всего		5					5
СЭС Хунзах-1		5					5

Принимая во внимание то обстоятельство, что после ввода в 2015 году Гочатлинской ГЭС в энергосистеме вводятся только солнечные электростанции небольшой мощности, то структура и величина приходной части баланса мощности Дагестанской энергосистемы в рассматриваемый период (2017-2021 гг.) практически не изменяется.

Разрывы мощности на электростанциях энергосистемы обусловлены недостатком гидроресурсов на ГЭС и теплопотребления на ТЭЦ.

Баланс мощности Дагестанской энергосистемы на час собственного максимума 2017-2021 гг. при прогнозируемых величинах нагрузки и планируемых вводах мощности на электростанциях приведен в таблице 4.2.

Передача (прием) мощности и электроэнергии в энергосистему Азербайджана в рассматриваемый период не планируется.

Располагаемая мощность солнечных электростанций в северокавказском регионе в соответствии с суточным графиком их работы в часы максимума нагрузки энергосистемы равна нулю. Соответственно при формировании балансов мощности не учитываются участие СЭС в покрытии максимума нагрузки энергосистемы. Выдача максимальной располагаемой мощности от СЭС возможна в дневное время в зимний период с 11-00 до 13-00 часов, а в летний период – с 11-00 до 14-00 часов.

Таблица 4.2 – Баланс мощности энергосистемы Республики Дагестан на период 2017-2021 гг.

MB_T[illegible]

Из приведенных в таблице 4.2 данных следует, что в зимний период Дагестанская энергосистема на протяжении всего рассматриваемого периода будет дефицитна. Собственный дефицит мощности в часы максимума нагрузки зимнего рабочего дня составит 303-347 МВт.

В таблице 4.3 приведено участие электростанций Дагестанской энергосистемы в покрытии нагрузок 2017-2021 гг. зимний и летний максимум и минимум нагрузок энергосистемы.

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

						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 4.3 – Генерация электростанций Дагестанской энергосистемы в зимний и летний максимум и минимум нагрузок 2017 г. и 2021 г.

МВт

Наименование электростанций	2017 год				2021 год			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
	Максимум	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум	Минимум
Генерация								
Махачкалинская ТЭЦ	15	10	3	2	15	10	3	2
Чиркейская ГЭС	500	170	690	390	500	170	690	390
Миатлинская ГЭС	140	0	200	100	140	0	200	100
Ирганайская ГЭС	137	0	320	320	137	0	320	320
Чирюртские ГЭС	69	58	65	67	69	58	65	67
Гергебильская ГЭС	0	0	15	15	0	0	15	15
Гунибская ГЭС	2	2	15	15	2	2	15	15
Гельбахская ГЭС	22	22	31	16	22	22	31	16
Гоцатлинская ГЭС	52	52	80	40	52	52	80	40
Малые ГЭС	0	0	5	5	0	0	5	5
Итого:	937	284	1424	970	937	284	1424	970
Собственная нагрузка энергосистемы	1240	670	856	366	1284	694	886	379
Баланс: дефицит (-), избыток (+)	- 303	- 386	568	604	-347	-410	538	591

В 2017-2021 гг. в зимний максимум и минимум нагрузок, в Дагестанской энергосистеме дефицит мощности составит соответственно 303-347 МВт и 386-410 МВт.

В летний период Дагестанская энергосистема будет избыточна. Избытки мощности в максимум летнего рабочего дня 2017 г. составят 568 МВт, в 2021 г. – 538 МВт, а в минимум (ночной провал) – соответственно 604 и 591 МВт.

Баланс электроэнергии Дагестанской энергосистемы на период 2017-2021 гг. приведен в таблице 4.4.

При составлении баланса электроэнергии выработка существующих ГЭС принята средней величиной за период 2005-2015 гг., а Гоцатлинской ГЭС по проектным данным – 301 млн. кВт.ч. Число часов использования установленной мощности Дагестанской ТЭЦ принято 3500 часов в год, солнечных электростанций – 1800 часов.

Анализ приведенных в таблице 4.4 данных показал, что дефицит электроэнергии Дагестанской энергосистемы в начале рассматриваемого периода составит 1360-1390 млн.кВт.ч и по мере роста электропотребления будет увеличиваться и к 2021 году достигнет 1688 млн. кВт.ч.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

37

Таблица 4.4 – Баланс электроэнергии Дагестанской энергосистемы на период 2017-2021 гг.

млн.кВт.ч

№ п/п	Наименование показателей	Годы							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
I	Потребность								
1	Электропотребление	5860	6176	6263	6318	6397	6476	6570	6609
2	Экспорт в Азербайджан	-81,1	-53,6	0	0	0	0	0	0
	Итого потребность	5778,9	6122,4	6263	6318	6397	6476	6570	6609
II	Покрытие								
3	Выработка электроэнергии,	4073,1	4263,6	4903	4912	4912	4912	4912	4912
	в том числе: ГЭС	4014	4208,7	4840	4840	4840	4840	4840	4840
	ТЭЦ	59,2	54,9	63	63	63	63	63	63
	СЭС	-	-	-	9	9	9	9	9
III	Баланс: избыток(+), дефицит(-)	-1705,8	-1858,8	-1360	-1406	-1485	-1565	-1658	-1697
4	Число часов использования располагаемой мощности								
	ТЭЦ	3289	3050	3500	3500	3500	3500	3500	3500
	СЭС				1800	1800	1800	1800	1800

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

						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

5 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35-110 КВ И ВЫШЕ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН В 2016-2021 ГГ.

Развитие электрических сетей напряжением 35, 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан в 2016-2021 гг. разработано в соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа».

5.1 Перечень «узких мест» в сети 110 кВ и выше Республики Дагестан и мероприятия по их ликвидации

По итогам анализа существующего потокораспределения в сети 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы и по данным филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» сформирован перечень «узких мест» с предложением мероприятий по их ликвидации (см. таблица 5.1). Кроме того, в упомянутый перечень включены «узкие места», определенные по результатам анализа расчетов режимов электрической сети 110 кВ и выше, выполненных в рамках данной работы.

Более подробное описание «узких мест» в сети 110 кВ и выше, а также мероприятий по их ликвидации приведены ниже по тексту пояснительной записки в разделе 5.3 «Развитие распределительных сетей 35 и 110 кВ до 2021 г.» данной главы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Лист
						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	39

Изм. № подл.	Взам. инв. №

Подпись и дата	

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

Таблица 5.1. - Перечень «узких мест» в сети 110 кВ и выше Республики Дагестан и мероприятия по их ликвидации

42

№ п/п	Наименование «узкого места»	Описание возникающих нарушений	Предлагаемое мероприятие по ликвидации «узкого места»	Эффект от реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия и наличие его в ИП субъекта электроэнергетики и СиПР Республики Дагестан
1.	Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Белиджи-Советская (ВЛ-110-108) и Касумкент-Советская (ВЛ-110-178)	ВЛ 110 кВ выполнены проводом АС-70. Уже на этапе 2017 г. в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Советская (ВЛ-110-108) составит 119 % величины ДДТН в зимний период (305 А при температуре воздуха +10 град.) и до 132 % величины ДДТН в летний период (233 А при температуре воздуха +35 град.)	Реконструкция ВЛ-110-108 и ВЛ-110-178 с заменой провода на АС-150	Исключение перегрузки ВЛ 110 кВ	2018-2019 г. Расчеты
2.	ПС 330 кВ Чирюрт. Замена провода 4 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2.	В соответствии с расчётами в режиме летних максимальных нагрузок 2017 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1(2) возникает перегруз на 33,8% сверх длительно-допустимой токовых значений ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2(1) (I _{расч} =1673 А, I _{дл.доп} =1250А, I _{ав.доп} =1505 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходимо ограничить генерацию Чиркейской ГЭС до 750 МВт.	Замена провода 9 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2.	Исключение перегрузки ВЛ 330 кВ	2017 г. Расчеты Отсутствует в ИП ПАО «ФСК ЕЭС»
3.	Изменение фиксации присоединений в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хунзах.	В соответствии с расчётами электроэнергетических режимов, в режиме зимних максимальных нагрузок 2017 года в схеме ремонта СВ-110 или 1 СШ-110 ПС 110 кВ Хунзах происходит снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на	Перефиксация ВЛ-110-190 и ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС-Хунзах	Исключение недопустимого снижения напряжения	2018 г. Расчеты Отсутствует в ИП ПАО «МРСК СК»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

40

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

Продолжение таблицы 5.1

43

№ п/п	Наименование «узкого места»	Описание возникающих нарушений	Предлагаемое мероприятие по ликвидации «узкого места»	Эффект от реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия и наличие его в ИП субъекта электроэнергетики и СиПР Республики Дагестан
		отдалённых ПС 110 кВ в Горном энерго-районе. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГВО в Горном энергорайоне до 60 МВт.			
4.	Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ограничение по ТТ с номинальным током 400 А на ПС 110 кВ Белиджи.	В соответствии с расчётами электроэнергетических режимов, в режиме зимних максимальных нагрузок 2017 года при аварийном отключении одной из ЛЭП ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) или ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) возникает перегруз оставшейся в работе ЛЭП выше аварийно-допустимой величины на 30 % ($I_{расч}=485$ А, $I_{дл.доп}=400$ А, $I_{ав.доп}=400$ А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГВО в Южном энергорайоне до 20 МВт.	Замена ТТ на ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) на ТТ с номинальным током не менее 600 А на ПС 110 кВ Белиджи.	Исключение перегрузки оборудования 110 кВ	2018 г. Расчёты. ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг.
5.	Недостаточная пропускная способность ошиновки ВЛ 110 кВ Артем - Компас на ПС 330 кВ Артем (провод АС-150) и провода СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Компас (АС-150), а также ВЛ 110 кВ	В соответствии с расчётами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2017 года при аварийном отключении 1СШ -110 ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артём - Шамхал возникает перегруз ВЛ 110 кВ Артём - Компас выше аварийно-допустимой величины на 34 %	Замена провода ошиновки АС-150 на провод большего сечения на ПС 330 кВ Артем. Замена провода АС-150 ВЛ 110 кВ Артем - Компас на провод большего сечения.	Исключение перегрузки ВЛ 110 кВ	2017 г. Расчёты. ИП ПАО «МРСК СК» на 2016-2020 гг. ИП ПАО ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

41

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

Продолжение таблицы 5.1	44
-------------------------	----

Артем – Компас	(Iрасч=637 А, Iдл.доп=396 А, Iав.доп=475 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется отключить В-161 на ПС 330 кВ Чирюрт и СВ-110 на ПС 110 кВ Буйнакск-2, загрузить Г-1 (Г-2 через СВ-110) Миатлинской ГЭС до 90 МВт, на ПС 110 кВ Буйнакск-2 нагрузку Т-2 перевести на Т-1, отключить В-103 и В-112 на ПС 110 кВ Восточная и ввести ГВО в Центральном энергорайоне до 16 МВт.	Замена провода СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Компас на провод большего сечения.		
----------------	---	--	--	--

--

						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		42

Поименные объемы нового строительства, реконструкции (техпереворужения) по каждому из объектов напряжением 330 кВ и выше, рекомендуемых для строительства в период до 2021 года, с указанием требуемых капиталовложений приведены в Разделе 10 «Программа комплексного развития электрических сетей энергосистемы Республики Дагестан напряжением 35 кВ и выше на 2016-2021 годы».

- надежное электроснабжение потребителей;
- присоединение к энергосистеме вновь вводимых крупных потребителей;
- увеличение пропускной способности основной электрической сети ОЭС Юга;
- снятие существующих ограничений по пропускной способности («узких мест») в электрических сетях.

В 2007 г. был разработан проект строительства **ВЛ 330 кВ Артем – Дербент** в котором расчетами была обоснована необходимость и основные технические решения строительства ВЛ 330 кВ Артем – Дербент, как последнего участка второй связи на напряжении 330 кВ на территории Дагестанской энергосистемы. Строительство ВЛ 330 кВ Артем – Дербент также обеспечивает условия для создания второй межгосударственной связи между ОЭС Юга и энергосистемой Азербайджана. Ввод ВЛ 330 кВ Артем – Дербент планируется завершить в 2017 г.

Взам. инв. №	величины максимального потребления Южного энергорайона на этапе зимнего максимума нагрузок 2017 г. (240 МВт) отключение ВЛ 330 кВ Махачкала-Дербент приведет к необходимости ограничения нагрузки в южном энергорайоне величиной около 100 МВт по величине ДДТН двухцепной ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) с проводом АС-120 и АС-150. В 2007 г. был разработан проект строительства ВЛ 330 кВ Артем – Дербент в котором расчетами была обоснована необходимость и основные технические решения строительства ВЛ 330 кВ Артем – Дербент, как последнего участка второй связи на напряжении 330 кВ на территории Дагестанской энергосистемы. Строительство ВЛ 330 кВ Артем – Дербент также обеспечивает условия для создания второй межгосударственной связи между ОЭС Юга и энергосистемой Азербайджана. Ввод ВЛ 330 кВ Артем – Дербент планируется завершить в 2017 г.						Лист	
								Подпись и дата
Инв. № подл.							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

Присоединение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент к ОРУ 330 кВ ПС Артем, запроектированному по схеме 330-15 «трансформаторы-шины» предусматривается через два выключателя.

Существующая схема ОРУ 330 кВ ПС Дербент – «четырёхугольник», к которому присоединены АТ 330/110 кВ 2х125 МВА и две ВЛ 330 кВ: на ПС Махачкала и на ПС Хачмас (Азэнерго). Для присоединения ВЛ 330 кВ Артем – Дербент потребуется выполнить расширение ОРУ 330 кВ на ПС 330 кВ Дербент с переходом на схему 330-15 «трансформаторы-шины» и присоединением новой ВЛ через два выключателя. При разработке проекта расширения ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Дербент необходимо предусмотреть возможность присоединения к ПС 330 кВ Дербент еще одной ВЛ 330 кВ – второй ВЛ 330 кВ для связи с энергосистемой Азербайджана.

В 2012 г. было завершено строительство первой очереди **ПС 330 кВ Артем** - питающего центра сети 110 кВ, который обеспечивает электроснабжение городов Хасавюрта, Кизляра, Южно-Сухокумск, горных районов центрального Дагестана

Загрузка АТ 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в последние годы достигала 127 МВА или 101,7 % номинальной мощности. Соответственно в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала загрузка единственного АТ на ПС 330 кВ Артем может достигать 145 % номинальной мощности.

В соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» и проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы», в 2020 г. планируется завершение строительства второй очереди ПС 330 кВ Артем с установкой второго АТ мощностью 125 МВА. Реализация данного мероприятия позволит исключить перегрузку АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Артем.

ПС 330 кВ Махачкала. В 2018 году в соответствии с договором технологического присоединения № 315/ТП-М5 от 25.07.2013г. планируется ввод ПС 110 кВ для электроснабжения нагрузок ООО «Дагцемком». Присоединение упомянутой ПС 110 кВ в соответствии с согласованными ТУ предусматривается выполнить двумя ВЛ 110 кВ к ПС 330 кВ Махачкала, для чего потребуется выполнить расширение РУ 110 кВ на 2 линейные ячейки. Также в рамках данного титула планируется установка БСК мощностью не менее 52 МВАр, для присоединения которой потребуется дополнительная ячейка в ОРУ 110 кВ. Кроме того, на ПС 330 кВ Махачкала планируется выполнить реконструкцию ОРУ 330 кВ, 110 кВ и РУ 10 кВ. Данное мероприятие включает в себя замену коммутационного оборудования в 6 ячейках ОРУ 330 кВ, 8 ячейках ОРУ 110 кВ и 13 ячейках РУ 10 кВ. Реализация мероприятия в соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» намечено на 2019 г.

ПС 330 кВ Дербент. На ПС 330 кВ Дербент установлены два АТ 330/110/10 кВ мощностью по 125 МВА. Учитывая величину прогнозного максимума нагрузки Южного энергорайона Дагестанской энергосистемы на 2017 г., суммарная загрузка АТ на ПС 330 кВ Дербент достигнет величины 205 МВА. Соответственно при отключении одного из АТ в период зимних максимальных нагрузок загрузка второго превысит номинальную на 45 %

Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» (в рамках программы замены АТ) предусматривается замена АТ на ПС 330 кВ Дербент мощностью 2х125 МВА на 2х200 МВА. Реализация данного мероприятия предусматривается в два этапа и будет

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	каях РУ 10 кВ. Реализация мероприятия в соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» намечено на 2019 г.																							
			ПС 330 кВ Дербент. На ПС 330 кВ Дербент установлены два АТ 330/110/10 кВ мощностью по 125 МВА. Учитывая величину прогнозного максимума нагрузки Южно-го энергорайона Дагестанской энергосистемы на 2017 г., суммарная нагрузка АТ на ПС 330 кВ Дербент достигнет величины 205 МВА. Соответственно при отключении одного из АТ в период зимних максимальных нагрузок нагрузка второго превысит номиналь-ную на 45 %																							
			Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» (в рамках программы замены АТ) предусматривается замена АТ на ПС 330 кВ Дербент мощностью 2х125 МВА на 2х200 МВА. Реализация данного мероприятия предусматривается в два этапа и будет																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата																					
								44																		

проходить в 2017-2018 гг. Замену АТ-1 планируется завершить в 2017 г., АТ-2 – в 2018 г. Кроме того, на ПС 330 кВ Дербент до 2019 г. планируется выполнить реконструкцию ОРУ 110 кВ и РУ 10 кВ с заменой основного коммутационного оборудования (9 ячеек 110 кВ и 22 ячейки 10 кВ).

ПС 330 кВ Чирюрт. Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на ПС 330 кВ Чирюрт в 2018 г. предусматривается выполнение работ по реконструкции с заменой коммутационного оборудования 330, 110 и 10 кВ в следующем составе: 5 ячеек 330 кВ, 8 ячеек 110 кВ и 11 ячеек 10 кВ.

5.3 Развитие распределительных сетей 35 и 110 кВ до 2021 г.

В рассматриваемый период строительство новых электрических сетей связано с реализацией мероприятий по технологическому присоединению новых потребителей.

В то же время значительные объемы строительства электрических сетей 110 кВ предусматриваются для проведения их реконструкции и техперевооружения.

Большинство существующих ВЛ 110 кВ находятся в эксплуатации более 30 лет, т.е. срок их работы значительно превышает допустимый нормативный эксплуатационный срок. Процент старения основных элементов этих ВЛ достигает почти 80%. Из общего количества ВЛ 110 кВ Дагестанской энергосистемы около половины требуют проведения работ по их реконструкции и техперевооружению в период до 2021 года.

Более 50 % основного оборудования ПС 110 кВ эксплуатируется свыше 25 лет (больше нормативного срока). Из общего количества подстанций 110 кВ Дагестанской энергосистемы около трети требуют проведения работ по их реконструкции и техперевооружению в период до 2021 года.

Такое состояние электросетевых объектов значительно снижает надежность и устойчивость их работы, понижается надежность электроснабжения существующих Потребителей, снижается возможность технологического присоединения дополнительных и новых мощностей энергоустановок Потребителей.

В объемах реконструкции и техперевооружения подстанций 110 кВ, кроме увеличения мощности трансформаторов для обеспечения технологического присоединения, предусматривается также замена коммутационного оборудования (выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и др.), выработавшего свой ресурс, устройств релейной защиты и автоматики, цепей вторичной коммутации и строительных конструкций, ремонт зданий и сооружений. Часть объемов по реконструкции подстанций связана с их расширением (установка вторых трансформаторов, присоединение новых ВЛ, улучшение схемы подстанции).

Поименные объемы нового строительства, реконструкции (техперевооружения) по каждому из объектов напряжением 35 и 110 кВ, рекомендуемых для строительства в период до 2021 года, приведены в Разделе 8 «Программа комплексного развития электрических сетей энергосистемы Республики Дагестан напряжением 35 кВ и выше на 2016-2021 годы».

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан приведены в Приложениях А и Б том 7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист 45
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Ниже подробно рассмотрено развитие электрических сетей напряжением 35 и 110 кВ в границах АО «Дагестанская сетевая компания».

5.3.1 ПУ Центральные электрические сети.

Расчетная максимальная нагрузка энергорайона в 2021 г. прогнозируется на уровне **483 МВт**.

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в границах ПУ Центральные электрические сети на период до 2021 года приведены в *Приложениях В-1 и Г-1 том 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения»*.

Новое строительство объектов внешнего электроснабжения.

Для электроснабжения нагрузок цементного завода ООО «Дагцемком» в Карабудахкентском районе с заявленной нагрузкой 40 МВт (договор № 315/ТП-М5 от 25.07.2013 г.) предусматривается сооружение ПС 110/10 кВ **Дагцемком** с установкой двух трансформаторов мощностью по 40 МВА. РУ 110 кВ подстанции предусматривается по схеме 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой). Присоединение подстанции к энергосистеме будет выполнено путем строительства двух одноцепных ВЛ 110 кВ к ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала протяженностью около 15 км. Ввод в работу ПС 110 кВ Дагцемком с ВЛ 110 кВ намечен на 2018 год.

Для электроснабжения нагрузок инвестиционной площадки «Уйташ» в г. Каспийск с расчётной максимальной нагрузкой 4,9 МВт, на которой предусматривается создание индустриально-строительного комплекса «Каспийск», строительство комплексного логистического центра и расширение завода им. Гаджиева, предусматривается сооружение ПС 110/10 кВ **Уйташ-1** и ПС 110/6 кВ **Уйташ-2** с установкой трансформаторов 2х6,3 МВА на каждой. РУ 110 кВ подстанций предусматривается по схеме 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой). Присоединение подстанций к энергосистеме будет отпайками от обеих цепей ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийской ТЭЦ (ВЛ-110-125 и ВЛ-110-126), протяженность отпайек составит около 4 км. Завершение реализации строительства обеих ПС 110 кВ планируется в 2017 г.

Для реализации технологического присоединения новых потребителей в инвестиционной программе (ИП) ПАО «МРСК Северного Кавказа» предусматривается реконструкция подстанций 110 кВ, к которым осуществляется присоединение:

- реконструкция ПС 110/10 кВ Компас для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя Гаджимагомедова М.А. в г. Махачкала с максимальной нагрузкой 2,1 МВт, договор ТП № ИП/1896-1 от 26.12.2013 г. Реконструкция ПС 110/10 кВ Компас включает в себя замену обустройство дополнительной линейной ячейки в РУ 10 кВ;

ПС 110 кВ ГПП установлены силовые трансформаторы мощностью 40 и 31,5 МВА. Максимальная нагрузка подстанции в 2015 г. в зимний режимный день достигала 38,1 МВА и при отключении трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА загрузка Т-1 мощностью 31,5 МВА составит 120,9 % номинальной мощности. Срок эксплуатации данного трансформатора составляет 46 лет. С учетом физического износа такая перегрузка трансформатора Т-1 недопустима. Учитывая вышеизложенное, инвестиционной

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	присоединения энергопринимающих устройств заявителя Гаджимагомедова М.А. в г. Махачкала с максимальной нагрузкой 2,1 МВт, договор ТП № ИП/1896-1 от 26.12.2013 г. Реконструкция ПС 110/10 кВ Компас включает в себя замену обустройство дополнительной линейной ячейки в РУ 10 кВ;									
			ПС 110 кВ ГПП установлены силовые трансформаторы мощностью 40 и 31,5 МВА. Максимальная нагрузка подстанции в 2015 г. в зимний режимный день достигала 38,1 МВА и при отключении трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА загрузка Т-1 мощностью 31,5 МВА составит 120,9 % номинальной мощности. Срок эксплуатации данного трансформатора составляет 46 лет. С учетом физического износа такая перегрузка трансформатора Т-1 недопустима. Учитывая вышеизложенное, инвестиционной									
												Лист
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подпись		Дата		
7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1												46

программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» предусмотрена замена трансформатора Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА, реализация мероприятия намечена на 2020 г.

В 2012 г. было завершено строительство первой очереди ПС 330 кВ Артем с установкой одного АТ 125 МВА. Для присоединения к сети 110 кВ ПС 330 кВ Артем в ОРУ 110 кВ были организованы заходы ВЛ 110 кВ Чирюрт - Шамхал-Тяговая, выполненной на тот момент проводом АС-150. При этом была обоснована необходимость выполнения реконструкции данной ВЛ 110 кВ для повышения пропускной способности с заменой провода АС-150 на АС-185. По данным ПАО «МРСК Северного Кавказа», данное мероприятие фактически реализовано в 2016 г.

Для повышения пропускной способности сети 110 кВ между ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Махачкала предусматривается реконструкция ВЛ 110 кВ Артем-Компас с заменой провода АС-150 на АС-185 на участке протяженностью 22,1 км. Кроме того, на ПС 110 кВ Компас планируется выполнения реконструкции с заменой провода СШ 110 кВ сечением АС-150 на провод АС-185. Реализация данных мероприятий завершится в 2017 г. С аналогичной целью также планируется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Махачкала - Шамхал-Тяговая с заменой провода АС-150 на АС-185. По данным ПАО «МРСК Северного Кавказа», данное мероприятие фактически реализовано в 2016 г.

5.3.2 ПУ Дербентские электрические сети

Расчетная максимальная нагрузка энергорайона в 2021 г. прогнозируется на уровне 197 МВт.

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в границах ПУ Дербентские электрические сети на период до 2021 года приведены в Приложениях В-2 и Г-2 том 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

Строительство новых электросетевых объектов в 2016-2021 гг. в на территории Дербентских электрических сетей не предусматривается.

Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» предусматривается реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой основного коммутационного оборудования 110 и 35 кВ в связи с его моральным устареванием и физическим износом. Завершение реконструкции ПС 110 кВ Белиджи намечено на 2019 г.

5.3.3 ПУ Гергебильские электрические сети

Расчетная максимальная нагрузка энергорайона в зимний максимум 2021 г. прогнозируется на уровне 291 МВт.

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в границах ПУ Гергебильские электрические сети на период до 2021 года приведены в Приложениях В-3 и Г-3 том 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ в период до 2021 г. ограничивается в основном реконструкцией электросетевых объектов, техническое состояние которых снижает надежность функционирования электрической сети энергосистемы, а также реализацией договоров ТП.

В период до 2021 года предусматривается:

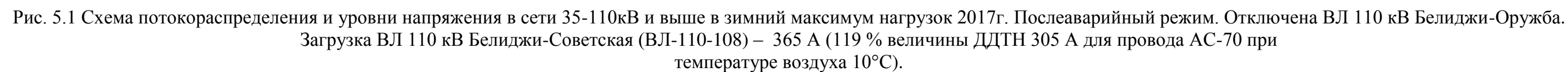
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Расчетная максимальная нагрузка энергорайона в зимний максимум 2021 г. прогнозируется на уровне 291 МВт. Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в границах ПУ Гергебильские электрические сети на период до 2021 года приведены в Приложениях В-3 и Г-3 том 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения». Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ в период до 2021 г. ограничивается в основном реконструкцией электросетевых объектов, техническое состояние которых снижает надежность функционирования электрической сети энергосистемы, а также реализацией договоров ТП. В период до 2021 года предусматривается:							
									7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

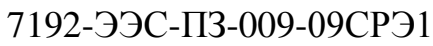
Расчетная максимальная нагрузка энергорайона в зимний максимум 2021 г. прогнозируется на уровне **123 МВт**.

Карта-схема и принципиальная схема электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в границах ПУ Гергебильские электрические сети на период до 2021 года приведены в Приложениях В-5 и Г-5 том 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

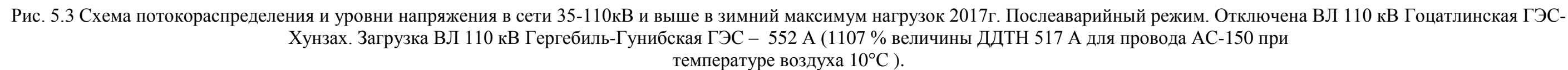
В данной работе Дагестан развития электрических сетей 35 кВ и выше на территории энергорайона не предусматривается.

Инв. № подл.						Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	
						Лист	49





Лист



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

6 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35-110 кВ И ВЫШЕ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1 Расчетные условия при выполнении расчетов режимов

Расчёты режимов работы сети 110 кВ и выше, функционирующей на территории Республики Дагестан, выполнялись в целях:

- выбора схемы сети и параметров её элементов;
- определения рекомендаций по режиму работы сети;
- определения условий регулирования напряжения в электрической сети и необходимого объема компенсирующих устройств.

Расчеты режимов выполнены для базового варианта прогнозируемого электропотребления Дагестанской энергосистемы.

Расчеты режимов работы электрической сети напряжением 35-110 кВ и выше на территории энергосистемы Республики Дагестан выполнены для каждого года рассматриваемого периода 2017-2021 гг.

В соответствии с Техническим заданием рассматриваются режимы зимних максимальных, зимних минимальных нагрузок, летних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок выходного дня.

Исходные условия при проведении расчётов электрических режимов:

- величина нагрузки Дагестанской энергосистемы в расчетных режимах для рассматриваемых этапов формирования схемы соответствует ниже приведенным значениям:

Расчетный год	Нагрузка Дагестанской энергосистемы, МВт			
	зима		лето	
	максимум	минимум	максимум	минимум
2017 г.	1240	670	856	366
2018 г.	1253	677	864	369
2019 г.	1266	684	873	373
2020 г.	1273	687	878	375
2021 г.	1284	694	886	379

- участие электростанций энергосистемы Дагестана в покрытии нагрузок принято по результатам анализа отчетных данных АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ за последние 5 лет, по другим энергосистемам – в соответствии с балансом мощности ОЭС Юга;

- расчётные реактивные нагрузки на шинах 6-10 кВ действующих подстанций в зимний и летний максимумы и минимумы энергосистемы приняты на основе анализа отчётных данных, для новых подстанций – исходя из $\text{tg } \varphi = 0,4$;

- нормальные разрывы в сети 35 и 110 кВ на территории энергосистемы Ставропольского края сохранены в соответствии со схемами нормальной коммутации на 2016 г. АО «Дагестанская сетевая компания» и схемами потокораспределения Дагестанского РДУ в режимные дни 2015 г.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

53

6.2 Анализ режимов работы электрических сетей 35-110 кВ и выше

Результаты расчетов потокораспределения в сети 110 кВ и выше для нормальной схемы приведены в Приложениях Д-И тома 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

Загрузка автотрансформаторов (трансформаторов) на подстанциях 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан в зимний максимум нагрузок по каждому году расчетного периода приведена в таблице 6.2.

Анализ результатов выполненных расчётов показал, что нагрузка ВЛ в зимний период в нормальной схеме в расчетных режимах в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Исключение составляют следующие ВЛ 110 кВ: Артем – Шамхал-Тяговая, Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135), Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 и №2 (ВЛ-110-119, ВЛ-110-120), Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137), Каскад Чирюртских ГЭС– Кизилюртовская (ВЛ-110-106), Ирганайская ГЭС – Ираганай ГПП (ВЛ-110-188), Ирганай ГПП – Головной узел (Л-197), Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166), нагрузка которых в 1,8-2,5 раза превышает нормируемую плотность тока.

Загрузка АТ, установленных на ПС 330 кВ, находится в допустимых пределах. При отключении (выводе в ремонт) одного из автотрансформаторов нагрузка второго превышает в ряде случаев его номинальную мощность (см. таблицу 6.1). Наибольшие перегрузки АТ в послеаварийных режимах при отключении одного из трансформаторов выявлены на ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Чирюрт (до 109 и 128 % номинальной мощности). Следует отметить, что расчетные перегрузки АТ в послеаварийных режимах не превышают допустимую перегрузочную способность данных АТ в зимний период (130 % номинальной мощности длительностью 24 часа в соответствии с данными филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга).

Напряжения в сети 110 кВ в нормальной схеме обеспечиваются в пределах 97-119 кВ. Наиболее низкие напряжения (97-105 кВ) в режиме зимних максимальных нагрузок имеют место в наиболее удаленных от центров питания районах ПУ Затеречных, Гергебельских и Дербентских электрических сетей (а именно ПС 110 кВ Терекли Мектеб, Арсланбек, Тарумовка, Калиновка, Ботлих, Миарсо, Акуша).

Послеаварийные режимы, связанные с отключением одной из наиболее загруженных ВЛ 110 и 330 кВ, в зимний максимум нагрузок в течение всего рассматриваемого периода не приводят к недопустимым изменениям параметров режима работы электрической сети. Исключение составляет послеаварийный режим при отключении ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах с отпайкой на ПС 110 кВ Карадах (ВЛ-110-189), в этом случае нагрузка ВЛ 110 кВ Гергебель – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158) уже на этапе зимнего максимума нагрузок 2017 года (рисунок 5.3) составит 552 А (107 % величины ДДТН провода АС-150 при температуре +10 град.). В условиях зимнего дефицита гидроресурсов на Гунибской ГЭС, ликвидация указанной перегрузки потребует ограничения нагрузки потребителей в рассматриваемом энергорайоне. Указанная перегрузка обусловлена наблюдаемым в последние годы стабильно высоким потреблением мощности в Горном энергорайоне Дагестанской энергосистемы в зимний период. Для повышения надежности электроснабжения потребителей Горного энергорайона в период до 2021 г. рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Тлох. Реализация данного мероприятия позволит ликвидировать перегрузки питающих энергорайон

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	ты электрической сети. Исключение составляет послесаварийный режим при отключении ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах с отпайкой на ПС 110 кВ Карадах (ВЛ-110-189), в этом случае нагрузка ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158) уже на этапе зимнего максимума нагрузок 2017 года (рисунок 5.3) составит 552 А (107 % величины ДДТН провода АС-150 при температуре +10 град.). В условиях зимнего дефицита гидроресурсов на Гунибской ГЭС, ликвидация указанной перегрузки требует ограничения нагрузки потребителей в рассматриваемом энергорайоне. Указанная перегрузка обусловлена наблюдаемым в последние годы стабильно высоким потреблением мощности в Горном энергорайоне Дагестанской энергосистемы в зимний период. Для повышения надежности электроснабжения потребителей Горного энергорайона в период до 2021 г. рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Тлох. Реализация данного мероприятия позволит ликвидировать перегрузки питающих энергорайон					
						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			54

район ВЛ 110 кВ. Дополнительно для резервирования нагрузок ПС 110 кВ Ботлих рекомендуется строительство второй ВЛ 110 кВ Тлох - Ботлих.

Напряжения в сети 110 кВ в послеаварийных режимах могут снижаться ниже 0,85 номинальных.

В период летних максимальных нагрузок загрузка перетоки мощности в сети 110-330 кВ ниже чем в зимний максимум, за исключением ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала, высокая загрузка которой в летний максимум обусловлена увеличением величины выдачи мощности Ирганайской ГЭС до 320 МВт.

В режимах минимальных нагрузок сохраняется принципиальная картина потокораспределения в сети 110 кВ рассматриваемого района аналогично режимам максимальных нагрузок (соответственно зимы и лета) при существенно меньшей загрузке элементов сети. Напряжения в сети 110 кВ в нормальной схеме не превышают 120 кВ с учетом изменения уставок генераторов электрических станций энергорайона.

В летний минимум нагрузок выходного дня напряжение в сети 110 кВ в нормальной схеме обеспечивается в допустимых пределах с учетом сезонных изменений коэффициентов трансформации АТ на ПС 330/110 кВ и уставок генераторов электростанций, а также включения ШР на ПС 330 кВ Чирюрт и ПС 330 кВ Артем.

Анализ загрузки силовых трансформаторов на ПС 35-110 кВ Дагестанской энергосистемы на период до 2021 г. приведен в Приложении Е. По результатам анализа загрузки силовых трансформаторов, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов и возможности резервирования питания потребителей по сетям 35 кВ (для ПС 110/35/10(6) кВ) сформирован перечень ПС 35-110 кВ, на которых рекомендовано выполнить замену силовых трансформаторов в период до 2021 г. Упомянутый перечень приведен в таблице 6.1

Таблица 6.1- Рекомендации по увеличению по увеличению трансформаторной мощности на объектах АО «Дагестанская сетевая компания»

Наименование ПС	Мощность трансформаторов на 1.01.2016 г., МВА	Загрузка силовых трансформаторов в зимний максимум нагрузок 2021 г, % к номинальной мощности	Загрузка силовых трансформаторов в зимний максимум нагрузок 2021 г в схеме N-1, % к номинальной мощности	Рекомендация
ПС 110 кВ Кизляр-2	$\frac{10}{16}$	$\frac{41,2^1}{126,7}$	193,5	Замена Т-1,2 на 2х25 МВА
ПС 110 кВ Акташ	$\frac{25}{16}$	$\frac{88}{93,9}$	231,6	Замена Т-2 16 МВА на 25 МВА
ПС 110 кВ ЗФС	$\frac{40}{31,5}$	$\frac{62,4}{47,7}$	126,9	Замена Т-2 31,5 МВА на 40 МВА
ПС 35 кВ Димитрова	$\frac{2,5}{2,5}$	$\frac{117,7}{117,7}$	235,6	Замена 2х2,5 МВА на 2х6,3 МВА
ПС 110 кВ Магарамкент	$\frac{5,6}{6,3}$	$\frac{103,3}{82,2}$	195,6	Замена Т-1 5,6 МВА на 6,3 МВА
ПС 110 кВ Дербент Сев.	$\frac{22}{10}$	$\frac{40,1}{87,3}$	175,6	Замена Т-2 10 МВА на 25 МВА
ПС 110 кВ Мамедкала	$\frac{6,3}{16}$	$\frac{96,7}{71,1}$	277,13	Замена Т-1 6,3 МВА на 16 МВА

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

55

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Продолжение таблицы 6.1

ПС 110 кВ Ахты	$\frac{10}{10}$	$\frac{117,7}{92,7}$	210,1	Замена 2х10 МВА на 2х16 МВА
ПС 110 кВ Рассвет	$\frac{10}{16}$	$\frac{68}{96,4}$	223,3	Замена Т-1 10 МВА на 16 МВА
ПС 110 кВ Шамхал	$\frac{25}{16}$	$\frac{84,5}{114,8}$	246,8	Замена Т-2 на 16 МВА на 25 МВА ²
ПС 110 кВ Гуниб	$\frac{10}{10}$	$\frac{113,7}{112,7}$	226,4	Замена 2х10 МВА на 2х25 МВА
ПС 110 кВ Ботлих	$\frac{10}{16}$	$\frac{111,7}{104,0}$	278,1	Замена 10+16 МВА на 2х25 МВА
ПС 110 кВ Анцух	$\frac{10}{10}$	$\frac{99,8}{88,3}$	187,8	Замена 2х10 МВА на 2х16 МВА
ПС 110 кВ Ирганай ГПП	$\frac{16}{16}$	$\frac{104,7}{104,7}$	209,4	Замена 2х16 МВА на 2х25 МВА
ПС 110 кВ Новый Ирганай	$\frac{6,3}{6,3}$	$\frac{78,2}{102,6}$	181,1	Замена 2х6,3 МВА на 2х10 МВА

Примечания:

1. в числителе приведена нагрузка Т-1 (по диспетчерским наименованиям), в знаменателе – Т-2.

2. Рекомендация по замене Т-2 на ПС 110 кВ Шамхал дана с учетом перевода части нагрузок по сети 35 кВ на питание от ПС 110 кВ Стекольная.

Кроме того, целесообразно выполнить перевод нагрузок, получающих питание от ПС 110 кВ Шамхал по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Стекольная (собственник ПАО «ФСК ЕЭС»). На ПС 110 кВ Стекольная установлены силовые трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 2х63 МВА и имеется существенный резерв мощности. Данное мероприятие позволит разгрузить трансформаторы на ПС 110 кВ Шамхал (соответственно исключить необходимость замены Т-1, ограничившись заменой Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА), а также снизить переток по ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Данное мероприятие планируется реализовать путем строительства заходов ВЛ 35 кВ Шамхал-Алмало (Л-24) на ПС 110 кВ Стекольная. Протяженность упомянутых заходов составит не более 1 км. Присоединение новых ВЛ 35 кВ Шамхал-Стекольная и ВЛ Стекольная-Алмало предусматривается к существующим линейным ячейкам РУ 35 кВ ПС 110 кВ Стекольная. С учетом создания нормального разрыва на вводе 35 кВ Т-2 на ПС 110 кВ Шамхал, данное мероприятие позволит перевести около 20 МВт нагрузок, получающих питание от Т-2 на ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная.

По остальным ПС 35-110 кВ, приведенным в приложении Е и не указанным в таблице 6.1, решение об увеличении установленной мощности силовых трансформаторов, а также сроках реализации данных мероприятий будут приняты в рамках разрабатываемых технических условий (договоров ТП) на технологическое присоединение новых потребителей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист 56
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

59

Таблица 6.2 – Нагрузка автотрансформаторов (трансформаторов) подстанций 330 кВ
в режимах зимнего максимума нагрузок 2017-2021 гг.

Наименование подстанций и мощность трансформаторов	Суммарная нагрузка трансформаторов, МВА / %									
	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	Нормальная схема	Аварийный режим*	Нормальная схема	Аварийный режим*	Нормальная схема	Аварийный режим*	Нормальная схема	Аварийный режим*	Нормальная схема	Аварийный режим*
ПС 330 кВ Махачкала										
АТ-1 200 МВА	144/72	223/111	135/68	206/103	138/69	211/106	139/70	213/107	142/71	218/109
АТ-2 200 МВА	138/69	219/109	130/65	203/101	132/66	207/103	134/67	210/105	136/68	214/107
ПС 330 кВ Артем										
АТ-1 125 МВА	125/100	-	94/75	126/100	95/76	128/102	96/77	129/103	97/78	131/105
АТ-2 125 МВА	-	-	94/75	126/100	95/76	126/102	96/77	129/103	97/78	126/105
ПС 330 кВ Дербент										
АТ-1 200 МВА	145/73	209/105	108/55	196/98	109/55	199/99	110/55	199/99	111/86	202/101
АТ-2 125 (200**) МВА	81/65	181/146	108/55	196/98	109/55	199/99	110/55	199/99	111/86	202/101
ПС 330 кВ Чирюрт										
АТ-2 200 МВА	167/84	265/132	157/79	243/122	160/80	248/124	161/81	249/125	165/79	255/128
АТ-2 200 МВА	167/84	265/132	157/79	243/122	160/80	248/124	161/81	249/125	165/79	255/128
Ирганайская ГЭС										
АТ-1 125 МВА	108/86	-	104/84	-	105/84	-	105/84	-	105/84	-

Примечания: 1. Нагрузка трансформаторов приведена: в числителе – в МВА, в знаменателе – в % от номинального тока трансформаторов.
2. *) – Аварийный режим – отключение одного из АТ (трансформатора) на подстанции;
**) – замена АТ-2 выполняется в 2018 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

57

6.3 Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях 35-110 кВ и разработка рекомендаций по компенсации реактивной мощности

6.3.1 Условия регулирования напряжения и баланс реактивной мощности энергосистемы.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ Дагестанской энергосистемы обеспечивается за счет изменения реактивной мощности генераторов электростанций и компенсирующих устройств (БСК), установленных в электрических сетях, у потребителей, а также за счет регулировочных возможностей автотрансформаторов и трансформаторов на подстанциях 330 и 110 кВ.

На подстанциях 110 кВ в Дагестанской энергосистеме на 01.01.2016 г. установлены компенсирующие устройства (БСК) с располагаемой мощностью 186,9 Мвар.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ 330 кВ на ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Чирюрт установлены шунтирующие реакторы суммарной мощностью 540 Мвар.

При расчете режимов для определения условий регулирования и поддержания напряжения в сети 35-110 кВ в электрических сетях Ставропольской энергосистемы, приняты следующие расчетные условия:

- приём реактивной мощности турбогенераторами ТЭС не допускается;
- 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 и 123 кВ;
- в нормальных режимах количество шунтирующих реакторов, дискретно регулируемых БСК, а также коэффициенты трансформации автотрансформаторов в сети 35-110 кВ и выше в течение одного суточного цикла изменения нагрузки энергосистемы (суточный максимум/минимум нагрузки) принимаются неизменными;
- расчётные реактивные нагрузки на шинах 6-10 кВ действующих подстанций в максимум энергосистемы приняты с учетом анализа отчётных данных для режимных дней, для новых подстанций – исходя из максимального $\text{tg } \varphi$, заданного в технических условиях на технологическое присоединение подстанции к сети, при отсутствии таких данных – исходя из $\text{tg } \varphi = 0,4$;

Анализ результатов расчетов показал, что напряжение в рассмотренных режимах в сети 35 кВ и выше обеспечивалось в допустимых пределах.

Наименьшие напряжения в нормальной схеме имели место:

- в электрических сетях ПУ Гергебильские электрические сети (102-103 кВ) на ПС 110 кВ Анцух, Миарсо, Ботлих;
- в электрических сетях ПУ Затеречные электрические сети (97-100 кВ) на ПС 110 кВ Терекли Мектеб, Арсланбек, Тарумовка, Калиновка.

Балансы реактивной мощности Дагестанской энергосистемы в период 2017 ÷ 2021 гг. приведены в таблице 6.3 ниже.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	- в электрических сетях ПУ Тергемильские электрические сети (102-105 кВ) на ПС 110 кВ Анцух, Миарсо, Ботлих; - в электрических сетях ПУ Затеречные электрические сети (97-100 кВ) на ПС 110 кВ Терекли Мектеб, Арсланбек, Тарумовка, Калиновка. Балансы реактивной мощности Дагестанской энергосистемы в период 2017 ÷ 2021 гг. приведены в таблице 6.3 ниже.					
						7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			58

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

Таблица 6.3 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Республики Дагестан
в период 2017 ÷ 2021 гг., *Мвар*

61

Наименование	2017 г.				2018 г.				2019 г.				2020 г.				2021 г.			
	Зима		Лето		Зима		Лето		Зима		Лето		Зима		Лето		Зима		Лето	
	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин
Потребность																				
Нагрузка потребителей	408	307	276	159	414	317	282	161	417	322	285	163	421	326	288	165	425	329	291	167
Потребление ШР	0	0	98	171	0	0	99	171	0	0	99	171	0	0	99	171	0	0	99	171
Потери	536,1	245,9	376,0	188,1	496,1	190,5	361,3	161,1	506,6	189,4	364,6	176,9	508,8	190,2	364,6	189,1	513,5	191,9	367,0	195,1
Передача	318	189	0	0	212	128	0	0	206	131	0	0	203	133	0	0	199	135	0	0
Итого потребность	1262,1	741,9	750,0	518,1	1122,1	635,5	742,3	493,1	1129,6	642,4	748,6	510,9	1132,8	647,2	751,7	525,1	1137,5	655,9	757,0	533,1
Покрытие																				
Генерация электростанций	658,3	102	293,3	0,5	511,7	14,8	214,0	-17	520,3	24,5	220,0	-8	525,2	31,1	223,2	1,5	531,1	42,2	229,5	6,6
Генерация КУ (БСК)	177,5	177,5	0	0	177,5	177,5	0	0	177,5	177,5	0	0	177,5	177,5	0	0	177,5	177,5	0	0
Генерация ВЛ	426,3	462,4	404,7	473,6	432,9	443,2	411,3	430,1	431,8	440,4	410,6	428,9	430,1	438,6	408,9	427,6	428,9	436,2	406,3	425,9
Получение	0	0	52,0	44,0	0	0	117,0	80,0	0	0	118,0	90,0	0	0	119,6	96,0	0	0	121,2	100,6
Итого покрытие	1262,1	741,9	750,0	518,1	1122,1	635,5	742,3	493,1	1129,6	642,4	748,6	510,9	1132,8	647,2	751,7	525,1	1137,5	655,9	757,0	533,1
Баланс избыток(+), дефицит (-)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Напряжение:																				
35 кВ мин-макс	30÷40	33÷41	32÷39	36÷42	30÷40	33÷41	32÷39	36÷42	30÷40	33÷41	32÷39	36÷42	30÷40	33÷41	32÷39	36÷42	30÷40	33÷41	32÷39	36÷42
110 кВ мин-макс	97÷119	109÷120	110÷121	116÷121	97÷119	109÷120	110÷121	116÷121	97÷119	109÷120	110÷121	116÷121	97÷119	109÷120	110÷121	116÷121	97÷119	109÷120	110÷121	116÷121

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

59

6.3.2 Основные методические положения, применяемые для оптимизации реактивной мощности в узлах электрической сети.

Для схемы электрической сети Дагестанской энергосистемы на уровне 2021 г. выполнены расчеты по определению мест установки КУ для поддержания требуемых уровней напряжения. При выполнении расчетов в исходном режиме максимальных нагрузок 2021 г. как существующие рассматриваются все КУ в соответствии с их располагаемой мощностью на 01.01.2016 г.

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что в нормальной схеме сети на уровне зимнего максимума нагрузок не обеспечиваются нормативные уровни напряжения в сети 110 кВ в ряде районов Дагестанской энергосистемы, в первую очередь удаленных от центров питания районах Гергебильских, Дербентских и Затеречных электрических сетей.

Для определения мест установки дополнительных КУ выполнены ряд вариантных оптимизационных расчетов электрических режимов сети для периода зимнего максимума нагрузок 2021 г. Результатом оптимизационных расчетов является мощность дополнительных компенсирующих устройств, устанавливаемых в нагрузочных узлах, которая обеспечит повышение уровней напряжения в наиболее проблемных узлах 110 кВ Дагестанской энергосистемы до величин не ниже номинальных в нормальной схеме. При выполнении расчетов мощность единичных КУ принималась на основе данных заводов-изготовителей.

Стоит отметить, что при выполнении расчетов дополнительно к установке КУ выявлена целесообразность изменения нормальных разрывов в сети 110 кВ ПУ Затеречные электрические сети для повышения уровней напряжения на ПС 110 кВ Терекли Мектеб, Тарумовка, Арсланбек и Калиновка. После завершения реконструкции ВЛ 110 кВ Акташ - Сулевкент (ВЛ-110-139) в 2020-2021 г.г. целесообразно перенести нормальный разрыв с СВ ПС 110 кВ Кочубей на ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) (линейный выключатель на ПС 110 кВ Кочубей), также ликвидировать нормальный разрыв на ВЛ 110 кВ Кизляр-2-Тарумовка с отпайкой на ПС 110 кВ Калиновка (ВЛ-110-114). Кроме того, сооружение ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП - Тлох и ВЛ 110 кВ Тлох - Ботлих позволит существенно повысить напряжения в сети 110 кВ данного энергорайона.

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что в рекомендуемой схеме для расчетного уровня нагрузок энергосистемы 2021 г. в сети 110 кВ Дагестанской энергосистемы требуется дополнительная компенсация реактивной нагрузки общей величиной **88,3** Мвар.

В таблице 6.4 приведены данные о величине снижения потерь мощности и затрат на компенсацию потерь электроэнергии в сетях после второго этапа оптимизации. Анализ результатов расчетов показал, что для оптимизации режима потребления реактивной мощности потребуется обеспечить компенсацию реактивной мощности нагрузки на подстанциях энергосистемы общей величиной **88,3** Мвар, что обеспечит снижение потерь мощности в оптимизируемой сети 35 и 110 кВ в максимум нагрузок энергосистемы 2021 года на **4,92** МВт и потерь электроэнергии на **15,48** млн. кВт.ч в год.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	В таблице 6.4 приведены данные о величине снижения потерь мощности и затрат на компенсацию потерь электроэнергии в сетях после второго этапа оптимизации. Анализ результатов расчетов показал, что для оптимизации режима потребления реактивной мощности потребуется обеспечить компенсацию реактивной мощности нагрузки на подстанциях энергосистемы общей величиной 88,3 Мвар, что обеспечит снижение потерь мощности в оптимизируемой сети 35 и 110 кВ в максимум нагрузок энергосистемы 2021 года на 4,92 МВт и потерь электроэнергии на 15,48 млн. кВт.ч в год.					
						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			60

Таблица 6.4 - Потери мощности и энергии в электрических сетях Дагестанской энергосистемы в результате оптимизации

Наименование	Исходный режим, <i>МВт</i>	Оптимизированный режим, <i>МВт</i>	Снижение потерь мощности	Экономия от снижения потерь эл. энергии,
			<i>МВт</i>	<i>млн. руб</i>
Потери мощности в оптимизируемой сети 35-110 кВ, всего	69,64	64,72	4,92	23,22

*) – оптимизируемая сеть – сеть 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»-«Дагэнергосеть».

Перечень компенсирующих устройств на ПС 35 и 110 кВ в электрической сети Дагестанской энергосистемы существующих и рекомендуемых для установки в 2017-2021 гг. приведен в таблице 6.5.

Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети 110 кВ показали, что при установке на подстанциях 35-110 кВ дополнительных компенсирующих устройств, определившихся по результатам оптимизации реактивной мощности в сети 110 кВ Дагестанской энергосистемы, улучшаются условия регулирования напряжения в сети 110 кВ в режимах максимальных нагрузок энергосистемы.

Напряжение в сети 110 кВ в нормальной схеме сети при установке дополнительных КУ повышается на отдельных участках на 7-12 кВ и обеспечивается в режиме максимальных нагрузок в пределах 109-120 кВ. Схема потокораспределения в сети 35 кВ и выше Дагестанской энергосистемы с учетом установки КУ и дополнительного электро-сетевого строительства приведена в Приложении К (том 7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2).

Таблица 6.5 - Перечень компенсирующих устройств существующих и рекомендуемых для установки на подстанциях 35-110 кВ Дагестанской энергосистемы в 2017-2021 гг.

Наименование подстанций	КУ, установленные на 1.01.2016г., <i>МВАр</i>		Ввод мощности новых КУ в 2017-2021 гг., <i>МВАр</i>		Стоимость установки новых КУ, <i>тыс. руб.</i>
	Qуст.	Qрасп.	Qуст.	Qрасч.	
ПС 110 кВ Ахты	2х4,95	9,9			
ПС 110 кВ Леваши	2х4,95	9,9			
ПС 110 кВ Кизляр-2	1х5,3	5,04			
	1х5,3	4,96			
ПС 110 кВ Миарсо	2х4,95	9,9			
ПС 110 кВ Кочубей	1х5,3	5,3			
	1х5,3	4,8			
ПС 110 кВ Анцух	2х4,95	9,9			
ПС 110 кВ Кизляр-1*			1х25	1х25	59800
ПС 110 кВ Тарумовка			1х4,95	4,95	8127
ПС 110 кВ Терекли Мектеб			1х3,15	3,15	5198
ПС 110 кВ Александрия			2х3,15	6,3	10396
ПС 110 кВ Ботлих			2х4,95	9,9	16254

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

Продолжение таблицы 6.4

ПС 110 кВ Шамильское			2х3,15	6,3	10396
ПС 110 кВ Магарамкент*			1х25	25	59800
ПС 110 кВ Усухчай			1х3,15	3,15	5198
ПС 35 кВ Кидеро			1х1,125	1,125	1870
ПС 35 кВ Шаури			1х1,125	1,125	1870
ПС 35 кВ Лучек			1х1,125	1,125	1870
ПС 35 кВ Рутул			1х1,125	1,125	1870
Всего по энергосистеме:	60,8	59,7	100,25	100,25	182649

*) устанавливаются на напряжении 110 кВ

Примечание: Стоимостные показатели приведены в ценах на IV квартал 2016 года.

Инв. № подл.							Подпись и дата		Взам. инв. №		
							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					62	

7 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ТОКОВ К.З. В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ И ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТОКАМ К.З.

Расчеты выполнены для схемы электрических сетей 110 кВ и выше на уровне 2017 и 2021 гг. с целью определения требований к оборудованию новых подстанций, а так же для проверки соответствия отключающей способности выключателей, установленных на действующих подстанциях напряжением 110 кВ и выше, расчетному уровню токов к.з. с учетом развития энергосистемы.

Расчеты выполнены при следующих условиях:

- в расчетной модели представлена сеть 110 кВ и выше ОЭС Юга с учетом развития объединенной энергосистемы в соответствии с работой «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2016-2022 гг.», утверждена 01.03.2016 г., Приказ Минэнерго России № 147;
- учитывается полный состав генерирующего оборудования электрических станций;
- нейтрали всех трансформаторов напряжением 110 кВ и выше и автотрансформаторов заземлены;
- нормальные разрывы в сети 110 кВ замкнуты.

Результаты расчета токов к.з. на шинах подстанций 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы приведены в Приложении 3 настоящего тома.

Анализ результатов расчета токов к.з. показал, что наибольшие их значения в 2021 г. составляют:

- в сети 330 кВ – 16,21 кА для 3-х фазного к.з. и 18,33 кА для однофазного к.з. и имеют место в РУ 330 кВ ПС 330 кВ Чирюрт;
- в сети 110 кВ – 27,09 кА для 3-х фазного к.з. и 30,99 кА для однофазного к.з. и имеют место в РУ 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт.

Ниже в таблицах 7.1 и 7.2 приведен перечень подстанций напряжением 110 кВ и выше, на которых имеются выключатели, тип и отключающая способность выключателей, а также расчетные токи к.з. на шинах подстанций, отключение которых должны обеспечивать установленные выключатели в 2017 и 2021 гг.

Анализ данных таблицы 7.2. показывает, что отключающая способность 8 выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт не соответствует перспективным уровням токов к.з. Замена данных выключателей в соответствии с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. планируется в 2019 г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист 63
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1 - Оценка соответствия отключающей способности выключателей напряжением 110 кВ и выше, установленных на электростанциях и на подстанциях ПАО «ФСК ЕЭС» энергосистемы Республик Дагестан, расчетным токам к.з. в 2017 г. и с учетом развития энергосистемы до 2021 г.

Наименование электрических станций и подстанций	Напряжение РУ, кВ	Установленные выключатели		Расчётный ток к.з. 2017 г., кА		Расчётный ток к.з. 2021 г., кА	
		Количество и тип	I откл., кА	3-х фазного	одно-фазного	3-х фазного	одно-фазного
Ирганайская ГЭС	330	4х ВГУ-330	40	6,77	7,63	10,36	10,93
	110	1х ВГУ-110	40	9,18	9,86	9,67	10,27
Чиркейская ГЭС	330	3х ВГУ-330	40	11,95	13,59	12,9	14,44
Каспийская ТЭЦ	110	Нет данных	-	12,43	13,44	14,01	15,27
Гельбахская ГЭС	110	3х ВГТ-110	40	16,65	15,78	17,48	16,27
	10	5х ВБКЭ-10	31,5				
Миатлинская ГЭС	110	3х ВМТ-110Б	40	18,21	18,01	18,8	18,4
Каскад Чирюртских ГЭС	110	12х HLD 145	40	20,34	19,93	21,53	20,7
Гунибская ГЭС	110	4 х МКП-110	20	6,46	6,63	6,51	6,66
Гоцатлинская ГЭС	110	6х ВЭБ-110	40	8,55	9,74	8,7	9,87
ПС 330 кВ Чирюрт	330	1х ВГТ-330 5х ВГУГ-330 5х ВВ-330Б 1х GL-315	40 40 20 40	15,25	16,21	17,36	18,33
	110	1х ВВН-110-6 6х ВВН-110-6 5х ВГТ-110 1х ВВШ-110 2х ВВБ-110 1х ВВБ-110	31,5 27,5 40 27,5 31,5 27,5	25,34	29,35	27,09	30,99
ПС 330 кВ Махачкала	330	2х ВВ-330Б 4х ВВ-330Б	31,5 20	9,86	9,56	10,46	10,0
	110	3х ВВБ-110Б 4х ВГТ-110 9х ВВБМ-110Б 1х ЗАР1-РТ	31,5 40 31,5 40	16,56	19,63	17,2	20,65
ПС 330 кВ Артем	330	7х ВГТ-330	40	12,29	11,13	13,02	12,0
	110	13х ВЭБ-110	40	15,03	16,08	18,14	19,87

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

64

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Таблица 7.2- Оценка соответствия отключающей способности выключателей напряжением 110 кВ, установленных в электрической сети Дагестанской энергосистемы, расчетным токам к.з. в 2017 г. и с учетом развития энергосистемы до 2021 г.

Наименование ПС 110 кВ	Напря- жение РУ, кВ	Установленные выключатели		Расчётный ток к.з. 2017 г., кА		Расчётный ток к.з. 2021 г., кА	
		Количество и тип	I откл., кА	3-х фазного	одно- фазного	3-х фазного	одно- фазного
ПУ Центральные электрические сети							
Газокомпрессорная	110	2 х ММО-110	20	<u>15,71</u> 15,71	<u>12,61</u> 12,61	<u>16,35</u> 16,35	<u>12,89</u> 12,89
Стекольная	110	2хВЭБ-110	40	<u>11,07</u> 11,07	<u>9,63</u> 9,63	<u>12,68</u> 12,68	<u>10,71</u> 10,71
Шамхал	110	2 х ММО-110 1 х ВБ-110	20 40	8,11	6,98	8,61	7,27
Махачкала-110	110	2 х ММО-110 1 х ВГП-110	20 40	8,83	8,27	9,23	8,51
Шамхал-Тяговая	110	1 х ВГТ-110	40	7,62	7,66	8,13	8,03
Компас	110	1 х МКП-110 2 х ВМТ-110	20 25	9,86	9,22	10,32	9,49
ГПП	110	11 х МКП-110М	20	13,36	15,13	14,12	15,73
ЦПП	110	3 х ММО-110	20	11,44	11,96	11,97	12,34
Новый Чиркей	110	1 х ММО-110	20	8,14	6,02	8,27	6,07
Буйнакск-2	110	7 х ММО-110 1 х ВГП-II*-110	20 40	9,91	8,24	10,16	8,36
Буйнакск-1	110	6 х ММО-110 1 х ВГТ-II*-110	20 40	8,81	7,49	9,05	7,61
Новая	110	4 х ММО-110	20	11,96	12,69	12,55	13,12
Приморская	110	1 х ВМТ-110	25	<u>8,31</u> 8,31	<u>7,05</u> 6,88	<u>8,6</u> 8,6	<u>7,19</u> 7,02
Сергокала	110	2 х ВМТ-110Б 1 х ММО-110	25 25	3,76	3,28	3,78	3,3
Приозерная	110	2 х ВМТ-110	25	<u>8,33</u> 8,33	<u>7,08</u> 6,91	<u>8,62</u> 8,62	<u>7,22</u> 7,05
Юго-Восточная	110	2 х ВГТ-II*- 40	40	<u>8,89</u> 9,51	<u>7,34</u> 8,32	<u>9,14</u> 9,88	<u>7,45</u> 8,51
Насосная-2	110	1 х ММО-110	20	8,19	6,73	8,33	6,82
Восточная	110	12 х ВМТ-110	25	13,14	14,61	13,89	15,27
Берег	110	1 х ВЭБ-110	40	12,16	12,85	13,23	13,83
ЗТМ	110	3 х ВМТ-110	25	<u>10,49</u> 10,6	<u>10,19</u> 10,45	<u>11,41</u> 11,63	<u>10,92</u> 11,35
Манас-Тяговая	110	1 х МКП-110М	20	7,59	7,23	7,71	7,31
Очистные сооружения	110	2 х ММО-110	20	<u>10,09</u> 10,09	<u>9,18</u> 8,87	<u>11,33</u> 11,33	<u>10,21</u> 9,88
Рассвет	110	2 х ВМТ-110	25	<u>7,67</u> 6,25	<u>6,03</u> 5,24	<u>7,79</u> 6,33	<u>6,1</u> 5,28
Изберг-Северная	110	7 х МКП-110Б 1 х ВМТ-110 1 х ВЭБ-110	20 20 40	8,19	7,65	8,3	7,72
Изберг-Южная	110	2 х ВГТ-II*- 40	40	7,67	7,0	7,75	7,06

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

65

Наименование ПС 110 кВ	Напря- жение РУ, кВ	Установленные выключатели		Расчётный ток к.з. 2017 г., кА		Расчётный ток к.з. 2021 г., кА	
		Количество и тип	I откл., кА	3-х фазного	одно- фазного	3-х фазного	одно- фазного
Каспийская ТЭЦ	110	нет данных		12,43	13,44	14,01	15,27
ПУ Северные электрические сети							
Ярыксу	110	3 х МКП-110 1 х ВМТ-110 1 х ВМТ-110 3 х ВГТ-110	16 25 40 40	12,8	11,3	13,99	11,92
Акташ	110	5 х МКП-110 1 х ВМТ-110 4 х ВГТ-110	16 25 40	12,94	11,94	14,11	12,6
Бабаюрт	110	6 х ВМТ-110 1 х ММО -110	25 25	5,88	5,52	6,18	5,7
Дылым	110	1 х ВМТ-110 1 х ММО -110	25 25	5,12	4,09	5,17	4,11
Чиркей ГПП	110	6 х МКП-110 2 х ВБ-110-40	16 16	13,24	10,99	13,56	11,14
Сулак	110	5 х ВМТ-110	25	12,81	10,89	13,4	11,18
Миатлы	110	2 х МКП-110 2 х ВМТ-110 1 х ВГТ-110 1 х ВЭБ-110	16 25 40 40	11,53	9,32	11,8	9,44
Кизилюртовская	110	3 х ВМТ-110	25	12,99	10,59	13,56	10,84
Карланюрт- Тяго- вая	110	1 х МКП-110М	20	10,37	9,89	11,0	10,28
Сулевкент	110	1 х ММО -110	20	5,72	4,78	5,97	4,89
ЗФС	110	2 х ВМТ-110Б	40	<u>15,86</u> 15,86	<u>12,83</u> 12,76	<u>16,57</u> 16,57	<u>13,15</u> 13,07

ПУ Затеречные электрические сети

Терекли-Мектеб	110	1хВМТ-110Б	25	1,13	1,08	1,14	1,08
Арсланбек	110	1хВМТ-110Б	25	1,96	1,78	1,99	1,8
Калиновка	110	1хММО-110	20	3,91	3,61	4,05	3,69
Таловка	110	1хММО-110	20	2,57	2,2	2,61	2,22
Коминтерн	110	1хММО-110	20	2,83	2,28	2,86	2,3
Кизляр-1	110	4хММО-110	20	4,86	4,85	5,14	5,03
Кизляр-2	110	9хМКП-110М	20	4,79	4,88	5,01	5,04
Тарумовка	110	2хМКП-110М 1хМКП-110 3хММО-110	20 20 20	3,0	2,8	3,07	2,84
Кочубей	110	5хММО-110	20	3,47	3,09	3,54	3,12
Речная	110	1 х ВГТ-110	40	4,4	4,12	4,58	4,22
Южно- Сухокумская	110	2хВМТ-110	25	3,1	2,68	3,13	2,7

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

66

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

ПУ Гергебильские электрические сети

Наименование ПС 110 кВ	Напря- жение РУ, кВ	Установленные выключатели		Расчётный ток к.з. 2017 г., кА		Расчётный ток к.з. 2021 г., кА	
		Количество и тип	I откл., кА	3-х фазно- го	одно- фазно- го	3-х фазно- го	одно- фазно- го
Анцух	110	2 х ВМТ-110	25	1,43	1,44	1,43	1,44
Гидатль	110	1 х ВМТ-110	25	2,23	2,17	2,24	2,17
Майданское	110	1 х ВМТ-110	25	8,27	8,81	8,42	8,92
Гуниб	110	2 х ВГТ-110	25	4,66	4,31	4,68	4,32
Заиб	110	1 х ВМТ-110	25	4,4	4,09	4,42	4,1
Карадах	110	1 х ВМТ-110	25	5,84	5,58	5,87	5,57
Аргвани	110	1 х ВМТ-110	25	3,73	3,06	3,75	3,07
Шамильское	110	3 х ВМТ-110	25	2,87	2,81	2,88	2,82
Акуша	110	2 х ВМТ-110	25	2,37	2,27	2,38	2,27
Тлайлух	110	1 х ММО -110	25	4,65	4,2	4,67	4,2
Ботлих	110	2 х ВМТ-110 1 х ВГТ-110	25 25	2,44	2,56	2,45	2,57
Леваши	110	5 х ВМТ-110	25	3,48	3,35	3,5	3,37
Тлох	110	1 х ВМТ-110 1 х ВМТ-110Б	25 25	3,92	3,78	3,94	3,79
Хунзах	110	3 х ВГП-110-II 4 х ВГТ-110	25 25	6,27	6,21	6,32	6,23
Цудахар	110	3 х ВМТ-110	25	4,33	3,92	4,36	3,94
Гергебиль	110	3 х ВМТ-110 2 х ВГТ-110 2 х ММО -110	25 25 25	7,75	8,19	7,85	8,26
Миарсо	110	2 х ВГТ-110	40	2,08	2,18	2,09	2,19
Головной узел	110	1 х ВГТ-110 II	25	8,78	8,66	9,15	8,93
Гоцатлинская	110	3 х ВГТ-110 II	25	8,37	9,19	8,53	9,31
Новый Ирганай	110	2хВГТ-110	40	7,9	7,49	8,09	7,61
Ирганай ГПП	110	1 х ВМТ-110 5 х ММО-110 1 х ВГТ-110	25 25 40	9,23	9,63	9,68	9,99

ПУ Дербентские электрические сети

Дербент-Западная	110	2 х ВМТ-110	25	6,29	4,64	6,55	4,75
Араблинка	110	2 х ВМТ-110	25	<u>6,63</u> 8,03	<u>5,49</u> 6,96	<u>6,88</u> 8,42	<u>5,63</u> 7,2
Самур	110	2 х ВМТ-110	25	<u>4,79</u> 5,53	<u>3,85</u> 4,51	<u>4,9</u> 5,69	<u>3,91</u> 4,6
Магарамкент	110	6хВГТ-110	40	3,05	2,98	3,08	3,0
Мамедкала	110	1хВМТ-110 2хММО-110	25 31,5	7,9	7,4	8,19	7,59
Родниковая	110	1хВМТ-110	25	3,28	2,91	3,32	2,94
Кайтаг	110	2хВМТ-110В	25	2,65	2,41	2,67	2,42
	110	1хВМТ-110В	25				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

Усухчай		1 х ВГП-110	40	1,81	1,9	1,83	1,91
Белиджи	110	6 х МКП-110М	20	7,04	6,88	7,25	7,03
		2 х ВМТ-110Б	25				
		1 х 145PM40-110	40				
Тагиркент	110	1 х ВМТ-110	25	4,2	3,91	4,27	3,96
		2 х ММО-110	31,5				
Морская	110	1 х ВМТ-110	25	3,45	3,18	3,49	3,21

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

68

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

8 ОБЪЁМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ОЦЕНКА НЕОБХОДИМЫХ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Оценка необходимых капиталовложений для реализации намеченного в 2017-2021 г.г. строительства новых и реконструкции (техпереворужения) действующих электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ и выше на территории Республики Дагестан выполнена по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ» 324тм-т1, утверждены ПАО «ФСК ЕЭС», Приказ № 385 от 09.07.2012 г. в ценах на II квартал 2016 г.

Стоимость СМР, прочих работ и затрат и ПИР определена в соответствии с рекомендациями к применению во II кв. 2016г. индексами:

$K_{\text{смп}} = 6,7$ – индекс изменения сметной стоимости СМР к ФЕР по виду строительства «Прочие объекты» для Республики Дагестан (без НДС, Приложение 1 к письму Минрегиона от 29.07.2013г. № 13478-СД/10);

- $K_{\text{оборуд.}} = 4,28$ – индекс изменения сметной стоимости оборудования по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 5 к письму Минрегиона от 29.07.2013г. № 13478-СД/10);

- $K_{\text{проч.}} = 8,42$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 4 к письму Минрегиона от 29.07.2013г. № 13478-СД/10).

Для пересчета ПИР:

- из цен на 01.01.2000 г. в цены 2001г. применяется $K_{\text{проект.}} = 1,19$ (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);

- из цен на 2001 г. в цены на II квартал 2016 г. применяется $K_{\text{проект.}} = 3,92$ (без НДС, Приложение 3 к письму Минрегиона от 29.07.2013г. № 13478-СД/10).

Удельный вес затрат в стоимости строительства принят по данным таблицы 16 Приложения 4: СМР – 22 %, оборудование – 61 %, прочие затраты – 8,5% и ПИР – 8,5%.

Показатели стоимости строительства ВЛ 110 кВ рассчитаны с учетом усложняющих коэффициентов (особо гололедный район, условия городской застройки и др.). Затраты на замену выключателей в ОРУ 110 кВ действующих подстанций и на установку выключателей на новых подстанциях определены исходя из установки элегазовых выключателей.

Стоимостные показатели электросетевого строительства являются оценочными и подлежат уточнению на последующих стадиях проектирования.

Объемы строительства, реконструкции и техпереворужения, а также оценка необходимых капиталовложений по каждому из объектов напряжением 110 кВ и выше для рассматриваемых в работе вариантов электропотребления Дагестанской энергосистемы приведены в Приложениях В и Г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Объемы строительства, реконструкции и техпереворужения, а также оценка необходимых капиталовложений по каждому из объектов напряжением 110 кВ и выше для рассматриваемых в работе вариантов электропотребления Дагестанской энергосистемы приведены в Приложениях В и Г.					
						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

млн.руб. (цены на 2 квартал 2016 г.), в том числе на строительство новых объектов – **6952,28** млн. руб., реконструкцию и техническое перевооружение – **4487,55** млн. руб., в том числе на реконструкцию объектов ПАО «ФСК ЕЭС» - 2446,51 млн.руб (на объекты, не входящие в ИП ПАО ФСК ЕЭС 2016-2020 гг. - 424,24 млн.руб.), на реконструкцию объектов ПАО «МРСК» -2041,039 (на объекты, не входящие в ИПР ПАО «МРСК СК» 2016-2020 гг. – 1559,409 млн.руб.).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										71
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35-110 КВ В 2017-2021 ГГ.

9.1 Оценка уровня потерь электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях напряжением 35-110 кВ

В настоящем разделе представлена оценка расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях напряжением 35-110 кВ энергосистемы Республики Дагестан в период 2017-2021 г.

В соответствии с «Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», утвержденной приказом Минэнерго России №326 от 30.12.2008 г. (далее Инструкция) в составе технологических потерь электроэнергии выделяются три составляющие: технические потери, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные погрешностями приборов учета электроэнергии.

Технические потери подразделяются на условно-переменные (нагрузочные) и условно-постоянные.

Оценка потерь электроэнергии выполнена расчетным путем для следующих периодов 2015 г. (по данным о потерях активной мощности в основных элементах сети), 2017 г. и 2021 г. – на основании режимов зимнего максимума в соответствии с «Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» изложенной в Инструкции.

В составе переменных (нагрузочных) потерь при перспективной оценке учтены потери в активных сопротивлениях проводов линий электропередачи и обмоток трансформаторов и автотрансформаторов.

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети рассчитывались с использованием метода «числа часов наибольших потерь мощности», изложенном в выше упомянутой Инструкции. Нагрузочные потери мощности в сети 35-110 кВ определялись из расчетов максимального режима энергосистемы с помощью ПК расчета электрических режимов «RastWin».

В соответствии с указанными выше нормативными материалами определены следующие основные составляющие условно-постоянных потерь электроэнергии в 2017 и 2021 гг.:

- потери электроэнергии на холостой ход силовых трансформаторов;
- потери электроэнергии на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше;
- потери электроэнергии в компенсирующих устройствах (КУ);
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- потери электроэнергии в системе учета и измерения электроэнергии (измерительных трансформаторах тока (ТТ), трансформаторах напряжения (ТН), счетчиках электроэнергии и измерительных приборах);

Для расчета условно-постоянных потерь за базу были приняты величины условно-постоянных потерь электроэнергии 2015 года, которые корректируются в соответствии с изменением состава оборудования и протяженности ВЛ 110 кВ в 2017 и 2021 гг.

В таблице 9.1 приведен расчет условно-постоянных и нагрузочных потерь по периодам ввода оборудования.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
											72
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

По величине максимальной нагрузки подстанций на 1.01.2016 г. (с учетом режима n-1 и допустимой перегрузки 5% силовых трансформаторов) количество центров питания в энергосистеме Республики Дагестан напряжением 35-110 кВ, к которым присоединение новых энергопринимающих устройств возможно при условии увеличения трансформаторной мощности, составило в 2017 г. 73 штук (33 %), а к 2021 г увеличится до 76 (35 %) (Таблица 6.2).

Таблица 9.1 - Результаты расчета условно-постоянных и переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии

Класс напря- жения	Наименование	2015 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	1. Условно-постоянные потери электроэнергии						
110	1.1 Линии электропередачи, км						
	<i>Потери эл.энергии зависящие от погодных условий:</i>	8395,74	8410,05	8486,04	8425,24	8425,24	8425,24
	- на корону	2449,0	2453,2	2478,5	2478,5	2478,5	2478,5
	- от токов утечки по изоляторам	5895,68	5905,79	5956,48	5895,68	5895,68	5895,68
	- расход э/э на плавку гололеда	51,06	51,06	51,06	51,06	51,06	51,06
	1.2 Подстанции, МВА						
	Собственные нужды подстанций	3044,79	3050,8	3059,2	3059,2	3059,2	3059,2
	Потери электроэнергии в системе учета и измерения	4477,78	4489,5	4499,8	4499,8	4499,8	4499,8
	Потери электроэнергии на холостой ход (хх) тр-ов	22918,12	22250,4	22425,6	22338	22338	22338
	Потери электроэнергии в оборудовании подстанций	7171,44	7171,44	7171,44	7171,44	7171,44	7171,44
	<i>Итого потери электроэнергии по ПС 110 кВ</i>	19979,3	36962,14	37156,04	37068,44	37068,44	37068,44
	Всего пост. потери в сети 110 кВ:	65987,17	45372,19	45642,08	45493,68	45493,68	45493,68
35	1.3 Линии электропередачи, км						
	<i>Потери электроэнергии зависящие от погодных условий:</i>	4179,02	4179,02	4179,02	4179,02	4179,02	4179,02
	- от токов утечки по изоляторам	4173,82	4173,82	4173,82	4173,82	4173,82	4173,82
	- расход э/э на плавку гололеда	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
	1.4 Подстанции, МВА						
	Собственные нужды подстанций	3904,0	3904	3904	3904	3904	3904
	Потери электроэнергии в системе учета и измерения	1526,71	1526,71	1526,71	1526,71	1526,71	1526,71
35	Потери электроэнергии на холостой ход (хх) тр-ов	8738,38	9460,8	9460,8	9460,8	9460,8	9460,8
	Потери электроэнергии в оборудовании подстанций	2200,05	2200,05	2200,05	2200,05	2200,05	2200,05
	<i>Итого по подстанциям 35 кВ:</i>	16367,04	17091,56	17091,56	17091,56	17091,56	17091,56
	Всего пост. потери в сети 35 кВ:	20546,06	21270,58	21270,58	21270,58	21270,58	21270,58

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Продолжение таблицы 9.1

Класс напря- жения	Наименование	2015 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
35	Итого постоянные потери элек- троэнергии в сети 35 и 110 кВ	86527,23	66642,77	66912,66	66764,26	66764,26	66764,26
	2. Нагрузочные потери в сети 35- 110 кВ:	318646,62	235872,5	236706,59	242754,28	248017,77	248876,22
	- в сети 110 кВ:	238838,4	173995,1	173959,9	178819,43	182765,05	182368,66
	- в сети 35 кВ:	79808,22	61877,4	62746,69	63934,85	65252,72	66507,56
	3. Всего технологические потери эл. энергии в сети 35 и 110 кВ:	405173,85	302515,27	303619,25	309518,54	314782,03	315640,48

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

						7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		75

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

78

Таблица 9.2 - Техничко-экономические показатели функционирования энергосистемы Республики Дагестан в 2015-2021 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	Уровень потерь электроэнергии	%	6,92	7,05	4,92	4,87	4,91	4,93	4,91
2	Величина недоотпуска	тыс.кВт.час	2978,594	2978,594	2969,396	2870,27	2870,27	2870,27	2870,27
3	Аварийность в сети 35-110 кВ общее количество аварий объем эксплуатируемых сетей	Кол-во аварий /1000 у.е.	5,63	5,63	5,61	5,53	5,53	5,53	5,52
		шт.	223	223	223	223	223	223	223
		тыс. у.е.	39,622	39,622	39,74	40,336	40,336	40,336	40,345
4	Износ оборудования (средний) линии электропередачи подстанции								
		%	103	105	108	112	114	117	120
		%	133	138	143	147	156	162	168
5	Количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения трансформаторной мощности При выполнении мероприятий по инвестиционной программе ПАО «МРСК СК»								
		шт./%	73 / 33	73 / 33	76 / 35	76 / 35	76 / 35	76 / 35	76 / 35
6	Загрузка центров питания напряжением 110 кВ напряжением 35 кВ Установленная трансформаторная мощность ПС 110кВ Установленная трансформаторная мощность ПС 35кВ								
		МВА/%	1009,9/38	1168,5/44	1235,9/47	1240,1/46	1246,5/46	1252,7/47	1259,3/47
		МВА/%	310,9/67	322,6/69	336,7/73	338,6/73	340,0/74	342,5/74	346,2/76
		МВА	2642,1	2642,1	2664,7	2744,7	2744,7	2744,7	2753,2
		МВА	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3	463,3
7	Отпуск электроэнергии	млн. кВт*час	6176	6263	6318	6397	6476	6570	6609
8	Потери электроэнергии в сети	млн. кВт*час	388,19	376,18	302,52	303,62	309,52	314,78	315,64

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

76

10 КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДАГЕСТАНА
НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ И ВЫШЕ НА 2017-2021 ГОДЫ

79

Таблица 10.1 - Комплексная программа развития электрических сетей энергосистемы Дагестана напряжением 35 кВ и выше на 2017-2021 годы

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Физические характеристики				Краткое описание выполняемых работ	Соответствие Схеме и программе развития субъекта РФ, да/нет	Стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода	План ввода мощностей ⁷										План финансирования ⁷						Организация, ответственная за реализацию проекта	краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Примечание		
		Ввод		Прирост						2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		ИТОГО		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.				2021 г.	ИТОГО
		км	МВА	км	МВА					км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС				млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС
	ВСЕГО ПО ПРОГРАММЕ, в том числе	292,3	1120	253	603,6			11439,83		213	225,2	47	280	14,5	0	0	165	17,8	449,9	292,3	1120,1	6840,43	1688,89	639,66	608,34	1662,509	11439,83			
	ПАО "ФСК ЕЭС" (ФСК)	197	525	175	275			7759,52		197	200	0	200	0	0	0	125	0	0	197	525	5814,85	911,82	528,25	504,6	0	7759,52			
	в т.ч. мероприятия утвержденной ИП	175	525	175	275			7335,28		175	200	0	200	0	0	0	125	0	0	175	525	5624,37	736,66	528,25	446	0	7335,28			
	мероприятия, не включенные в утвержденную ИП	22	0	0	0			424,24		22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	0	190,48	175,16	0	58,6	0	424,24			
	ПАО "МРСК" (РСК)	49,3	489,9	32	223,4			2055,469		0	0	17	0	14,5	0	0	40	17,8	373,3	49,3	469,9	7,74	170,07	111,41	103,74	1687,769	1984,229			
	в т.ч. мероприятия утвержденной ИП	17,8	40	0,5	8,5			410,39		0	0	0	0	0	0	0	40	17,8	0	17,8	40	7,74	31,87	0	103,74	267,04	410,39			
	мероприятия, не включенные в утвержденную ИП	31,5	449,9	31,5	2			1645,079		0	0	17	0	14,5	0	0	0	0	449,9	31,5	449,9	0	138,2	111,41	0	1395,469	1645,079			
	ТСО	46	125,2	46	112,6			1696,08		16	25,2	30	80	0	0	0	0	0	20	46	125,2	1017,84	607	0	0	71,24	1696,08			
1	Новое строительство	223	105,2	223	105,2			6952,28		191	25,2	30	80	0	0	0	0	0	0	223	105,2	6330,85	621,43	0	0	0	6952,28			
1.1.	ПАО "ФСК ЕЭС" (ФСК)	175	0	175	0			5313,01		175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	175	0	5313,01	0	0	0	0	5313,01			
	в электрических сетях 220 кВ и выше																													
1.1.1	ВЛ 330кВ Артем - Дербент	175		175		Строительство ВЛ 330 кВ, рек. ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Дербент	да	5313,01	2017 ¹	175										175		5313,01					5313,01	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение пропускной способности сети	
1.2.	ПАО "МРСК" (РСК)	2	0	2	0			14,43		0	0		0	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	14,43	0	0	14,43			
	в электрических сетях 110 кВ																													
1.2.1	Мероприятия, предусмотренные утвержденной ИП																													
1.2.2	Мероприятия, не включенные в утвержденную ИП																													
1.2.2.1	Заходы ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Стекольная	2		2		заходы 2х1км, АС-120	нет	14,43	2019					2						2				14,43			14,43	ПАО "МРСК СК"		
1.3.	ТСО	46	105,2	46	105,2			1624,84		16	25,2	30	80	0	0	0	0	0	0	46	105,2	1017,84	607	0	0	0	1624,84			
	в электрических сетях 110 кВ																													
1.3.1	ВЛ 110 кВ																													
1.3.1.1	Строительство отпаяк от ВЛ 125 и ВЛ 126 на ПС 110кВ Уйташ-1	8		8		2 ВЛ 110кВ по 4 км, АС-150	да	62,07	2017 ²	8										8		62,07					62,07	Администрация гор.округа г.Каспийск	Договор ТП № 202/2016 от	
1.3.1.2	Строительство отпаяк от ВЛ 125 и ВЛ 126 на ПС 110кВ Уйташ-2	8		8		2 ВЛ 110кВ по 4 км, АС-150	да	62,07	2017 ²	8										8		62,07					62,07		30.05.2016г.	
1.3.1.3	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала-Дагцемком	30		30		2 ВЛ 110кВ по 15км, АС-150	да	232,76	2018 ³			30								30			232,76				232,76	ООО "ДАГЦЕМКОМ"	Договор ТП № 315/ТП-М5 от 25.07.2013г.	
1.3.2	ПС 110 кВ																													
1.3.2.1	ПС 110/10 кВ Уйташ-1		12,6		12,6	2 тр-ра по 6,3 МВА	да	446,85	2017 ²		12,6										12,6	446,85					446,85	Администрация гор.округа г.Каспийск	Договор ТП № 202/2016 от	
1.3.2.2	ПС 110/6 кВ Уйташ-2		12,6		12,6	2 тр-ра по 6,3 МВА	да	446,85	2017 ²		12,6										12,6	446,85					446,85		30.05.2016г.	
1.3.2.3	ПС 110/10 кВ Дагцемком		80		80	2 тр-ра по 40 МВА	да	374,24	2018 ³			80									80		374,24				374,24	ООО "ДАГЦЕМКОМ"	Договор ТП № 12ИП/2014 от 24.10.2014г.	
2	Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности	69,3	1015	30	498,4			4487,55		22	200	17	200	12,5	0	0	165	17,8	449,9	69,3	1014,9	509,58	1081,89	625,23	608,34	1662,509	4487,549			
2.1.	ПАО "ФСК ЕЭС" (ФСК)	22	525	0	275			2446,51		22	200	0	200	0	0	0	125	0	0	22	525	501,84	911,82	528,25	504,6	0	2446,51			
	в электрических сетях 220 кВ и выше	0	525	0	275			2022,27		0	200	0	200	0	0	0	125	0	0	0	525	311,36	736,66	528,25	446	0	2022,27			
2.1.1	Установка второго АТ на ПС 330 кВ Артем		125		125	Установка 2-го АТ 125 МВА	да	446	2020								125				125				446		446	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение надежности электроснабжения	
2.1.2	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала					Замена оборудования 10,110,330кВ	да	349,18	2019															349,18		349,18	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение надежности электроснабжения		
2.1.3	Расширение ПС 330 кВ Махачкала					расширение РУ 110 кВ для ТП ООО "ДАГЦЕМКОМ" и установка БСК 52 МВАр	да	179,34	2018 ³																	179,34	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Договор ТП № 315/ТП-М5 от 25.07.2013г.		

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подпись

Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

		Продолжение Таблицы 10.1																									80			
№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Физические характеристики				Краткое описание выполняемых работ	Соответствие Схеме и программе развития субъекта РФ, да/нет	Стоимость всего, млн руб. с НДС	Год ввода	План ввода мощностей								План финансирования						Организация, ответственная за реализацию проекта	краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Примечание				
		Ввод		Прирост						2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		ИТОГО		2017 г.	2018 г.				2019 г.	2020 г.	2021 г.	ИТОГО
		км	МВА	км	МВА					км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС				млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС
2.1.4	ПС 330 кВ Дербент (замена оборудования)					Замена оборудования 10,110кВ	да	179,07	2019																179,07	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение надежности электроснабжения			
2.1.5	Замена АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Дербент		400		150	Замена АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА	дв	602,4	2017 ⁴ , 2018		200		200							400	301,2	301,2					602,4	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение надежности электроснабжения	
2.1.6	Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Артем-Компас на ПС 330 кВ Артем					АС-185	да	10,16	2017 ⁵												10,16						10,16	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение надежности электроснабжения	
2.1.7	ПС 330 кВ Чирюрт (замена оборудования)					Замена оборудования 10,110,330кВ	да	256,12	2018													256,12					256,12	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Повышение надежности электроснабжения	
2.1.8	Мероприятия, не включенные в утвержденную ИП																													
	Замена провода 4 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330кВ Чиркейская ГЭС-Чирюрт №1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС-Чирюрт №2 на ПС 330 кВ Чирюрт						нет	58,6	2020															58,6		58,6	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Исключение недопустимой перегрузки оборудования		
	в электрических сетях 110 кВ																													
2.1.9	ПС 110кВ Белиджи (замена выключателей)					Замена ВМТ-110 на элегазовые - 9шт., выкл.МКП-35 на вакуумные - 2шт Замена 2-х ТТ по 600А	да	175,16	2018													175,16					175,16	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	ИП ПАО ФС К ЕЭС 2016-2020 гг.	
2.1.10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артём – Компас	22				Замена провода на участке 22 км марки АС -185	да	190,48	2017 ⁵	22									22		190,48						190,48	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	ИП ПАО ФС К ЕЭС 2016-2020 гг.	
2.2.	ПАО "МРСК" (РСК)	47,3	469,9	30	216			1969,799		0	0	17	0	12,5	0	0	40	17,8	449,9	47,3	489,9	7,74	170,07	96,98	103,74	1591,269	1969,799			
2.2.1	Мероприятия утвержденной ИП	17,8	40	0,5	8,5			410,39		0	0	0	0	0	0	0	40	17,8	0	17,8	40	7,74	31,87	0	103,74	267,04	410,39			
	в электрических сетях 110 кВ																													
2.2.1.1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым - Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167)	17,3				замена провода АС-150 на АСК-240, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор и выносом участка опор №№24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км.	да	149,79	2021									17,3		17,3						149,79	149,79	ПАО "МРСК СК"	Повышение надежности электроснабжения	
2.2.1.2	Реконструкция ВЛ-110-167 (заход и выход на ПС 110/10 кВ Аргвани)	0,5		0,5		АС-240	да	4,33	2021									0,5		0,5						4,33	4,33	ПАО "МРСК СК"	Повышение надежности электроснабжения	
2.2.1.3	Реконструкция ПС 110кВ ГПП		40		8,5	Замена Т-1 31.5МВА на 40 МВА	да	103,74	2020								40				40				103,74		103,74	ПАО "МРСК СК"	Повышение надежности электроснабжения	
2.2.1.4	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Компас					замена провода СШ 110 кВ АС-150 на провод сечением не менее АС-185	да	5,35	2017 ⁵												5,35						5,35	ПАО "МРСК СК"	Повышение надежности электроснабжения	
2.2.1.5	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох					Установка 2 линейных выключателей 110 кВ	да	112,92	2021																112,92	112,92	ПАО "МРСК СК"	Повышение надежности электроснабжения		
2.2.1.6	Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах в связи с вводом СЭС Хунзах-1					Установка 2 линейных выключателей 10 кВ	да	2,39	2017 ⁶												2,39						2,39	ПАО "МРСК СК"	Договор ТП № 17ИП/2014 от 12.12.2014	
2.2.1.7	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу					Замена ячеек КРУН 26 шт	да	31,87	2018														31,87				31,87	ПАО "МРСК СК"	Повышение надежности электроснабжения	
2.2.2	Мероприятия, не включенные в утвержденную ИП	29,5	449,9	29,5	214,9			1630,649		0	0	17	0	12,5	0	0	0	0	449,9	29,5	449,9	0	138,2	96,98	0	1395,469	1630,649			
2.2.2.1	Изменение фиксации присоединений в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хунзах						нет	6,3	2018											0			6,3				6,3	ПАО "МРСК СК"	Исключение недопустимой перегрузки оборудования	
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №																						7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист
																														78
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата																						

11 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Дагестанская энергосистема края осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на ее территории и входит в состав ОЭС Юга. По состоянию на 1.01.2016 г. территориально включает в себя:

- электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется АО «Дагестанская сетевая компания»;
- электрические сети напряжением 330÷500 кВ – сети эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС;
- электрические станции суммарной мощностью 1904,13 МВт, эксплуатация которых осуществляется филиалами генерирующих компаний ООО «Дагестанэнерго» и ПАО «РусГидро».

2. В 2015 году электропотребление на территории Республики Дагестан составило 6175,8 млн.кВт.ч. Прирост потребления за последние 5 лет 1156,8 млн.кВт.ч или 23 %. Среднегодовой темп роста электропотребления на территории Республики Дагестан в 2011-2015 гг. 4,23 %.

Собственный максимум нагрузки Дагестанской энергосистемы в 2015 году был зафиксирован 10 января в 18 часов и составил 1153 МВт. По сравнению с 2010 годом собственный максимум нагрузки энергосистемы увеличился всего на 140 МВт или на 13,8 %. Число часов использования собственного максимума нагрузки в Дагестанской энергосистеме в 2015 году составило 5356 часов.

3. Перетоки мощности по внешним связям 330 кВ Дагестанской энергосистемы в зимний период практически всегда направлены из ОЭС в Дагестанскую энергосистему (достигают максимальной величины в ночной провал нагрузки), а летом – из Дагестанской энергосистемы в ОЭС.

В 2011-2015 гг. собственный баланс Дагестанской энергосистемы в зимний максимум нагрузок в зависимости от величины размещаемого на ГЭС резерва мощности (770-900 МВт) и с учетом незначительного экспортного перетока мощности из Азербайджана (до 15 МВт) складывался с дефицитом 70-360 МВт.

4. Электрические сети в Дагестанской энергосистеме развиваются на напряжении 330, 110 и 35 кВ. Сети 330 кВ являются составной частью Единой национальной электрической сети и эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС. Электрические сети напряжением до 110 кВ включительно эксплуатируются, в основном, АО «Дагестанская сетевая компания».

По состоянию на 1.01.2016 года в энергосистеме Республики Дагестан в эксплуатации находятся 5804,7 км ВЛ 35, 110 и 330 кВ, 5 подстанций 330 кВ, 93 подстанции 110 кВ и 121 подстанция 35 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов 35, 110 и 330 кВ составляет 3642,7 МВА..

5. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан на 2017-2021 годы разработана для уровня нагрузок, соответствующему базовому варианту развития, приведенному в работе «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» (утверждена приказом Минэнерго России № 147 от 01.03.2016 г.).

В соответствии с базовым вариантом электропотребление в Республике Дагестан

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Электрические сети напряжением до 110 кВ включительно эксплуатируются, в основном, АО «Дагестанская сетевая компания». По состоянию на 1.01.2016 года в энергосистеме Республики Дагестан в эксплуатации находятся 5804,7 км ВЛ 35, 110 и 330 кВ, 5 подстанций 330 кВ, 93 подстанции 110 кВ и 121 подстанция 35 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов 35, 110 и 330 кВ составляет 3642,7 МВА.. 5. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан на 2017-2021 годы разработана для уровня нагрузок, соответствующему базовому варианту развития, приведенному в работе «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» (утверждена приказом Минэнерго России № 147 от 01.03.2016 г.). В соответствии с базовым вариантом электропотребление в Республике Дагестан						
			7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист
									80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

к 2021 году может увеличиться до 6609 млн.кВт.ч, а максимум нагрузки – до 1284 МВт. Среднегодовой темп роста электропотребления и максимума нагрузки энергосистемы в 2017-2021 гг. составит соответственно 1,08 % и 0,9 %.

Уровни электропотребления и максимумы нагрузки энергосистемы на перспективу до 2021 г. определены следующими величинами:

Наименование	2014г. отчёт	2015г. отчёт	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.
Электропотребление, млн. кВт.ч	5860	6176	6263	6318	6397	6476	6570	6609
Темп роста, %	7,05	5,39	1,41	0,88	1,25	1,23	1,45	0,59
Годовой максимум нагрузки, МВт	1171	1153	1228	1240	1253	1266	1273	1284
Темп роста, %	6,84	-1,54	6,5	1,0	1,05	1,04	0,55	0,86
Число часов использования годового максимума нагрузки, час	5005	5356	5100	5095	5105	5115	5161	5147

6. В период до 2021 года в соответствии со «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» существенных вводов генерирующей мощности в период до 2022 г. на территории Республики Дагестан не предусматривается.

Покрытие прогнозируемого спроса на электроэнергию в Дагестанской энергосистеме в период до 2021 года предусматривается за счет действующих на территории Республики Дагестан электростанций и перетоков из соседних энергосистем. Существующие мощности электростанций в энергосистеме сохраняются без изменений в течение всего рассматриваемого периода.

Строительство новых электростанций ограничивается вводом одной солнечной электростанции мощностью 5 МВт, ее проектная выработка электроэнергии – 9 млн.кВт.ч.

Энергосистема Республики Дагестан, как и в настоящее время, будет дефицитна по мощности и по электроэнергии в течение всего рассматриваемого периода. Дефицит мощности в 2016 г. составит 291 МВт и к 2021 году могут увеличиться до 347 МВт. Дефицит электроэнергии в 2016 г. составит 1360 млн.кВт.ч и к концу рассматриваемого периода вырастет до 1688 млн.кВт.ч. Дефицит мощности и электроэнергии будет покрываться за счет перетоков из соседних энергосистем.

7. Развитие электрической сети напряжением 330 кВ на территории энергосистемы Республики Дагестан на рассматриваемую перспективу до 2021 года предусматривается по направлениям, обеспечивающим:

- надежное электроснабжение потребителей;
- присоединение к энергосистеме вновь вводимых крупных потребителей;
- увеличение пропускной способности основной электрической сети ОЭС Юга;

8. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ в период до 2021 года предусматривается в основном в районе города Махачкала. Необходимость строительства новых сетей и реконструкций существующих в этих районах определяется предполагаемым ростом электрических нагрузок жилищного строительства и про-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

81

мышленного производства. Всего до 2021 года намечено построить 46 км новых ВЛ 110 кВ, 3 новых подстанций 110 кВ, на которых предусматривается ввод 6 трансформаторов суммарной мощностью 105,2 МВА.

10. В «Схеме...» в 2016-2021 гг. предусмотрено выполнение реконструкции 69,3 км ВЛ 110 и 35 кВ, а также реконструкции и техперевооружения 31 ПС 110 и 35 кВ с заменой трансформаторов и основного коммутационного оборудования. Всего предусмотрено выполнить замену 24 трансформаторов мощностью 485,3 МВА

11. В период до 2021 года необходимо обеспечить работоспособность существующих компенсирующих устройств, установленных на ПС 110 кВ Дагестанской энергосистемы. Кроме того, рекомендуется установить новые компенсирующие устройства на подстанциях 110 кВ суммарной мощностью 100,25 Мвар, что обеспечит снижение потерь электроэнергии в сети на 17294 млн.кВт.ч в год.

12. Реализация рекомендуемого развития электрических сетей Республики Дагестан позволит обеспечить нормируемые параметры электроэнергетического режима и повысить надежность электроснабжения потребителей края.

13. Отключающая способность выключателей, установленных в РУ 110 кВ на действующих подстанциях, соответствует перспективным уровням токов к.з. за исключением выключателей типа РУ 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт, номинальный ток отключения которых составляет 27,5 кА при расчетном токе однофазного к.з. в 2017 г. 29,35 кА. Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» предусмотрена замена данных выключателей в период до 2019 г..

14. Для реализации намеченного программой электросетевого строительства по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» потребуется **11439,83** млн. руб. капитальных вложений.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										82
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

12. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АО – акционерное общество;
 АТ – автотрансформатор;
 БСК – батарея статических компенсаторов;
 Вед. инж. – ведущий инженер;
 ВЛ – воздушная линия электропередачи;
 г. – год;
 гг. – годы;
 Гл. спец. – главный специалист;
 ГЭС – гидроэлектростанция;
 ЕЭС – единая энергетическая система;
 кВ – кило Вольт;
 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;
 ОЭС – объединённая энергосистема;
 ПАО – публичное акционерное общество;
 ПС – электрическая подстанция;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 СО – системный оператор;
 СШ. – сборные шины;
 ТУ на ТП – техническое условие на технологическое присоединение;
 ТЭС – тепловая электростанция;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
 тыс. чел. – тысяча человек;
 ФСК – федеральная сетевая компания.

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
											83
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

13. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок;
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
3. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277;
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. «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2016-2022 гг.», утверждена 01.03.2016 г., Приказ Минэнерго России № 147;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7192-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
											84
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

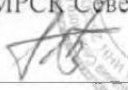
П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение А

1

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Генерального
директора – главный инженер
ПАО «МРСК Северного Кавказа»


Б.Х. Мисиров

« 23 » марта 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

Директор
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Дагестанское РДУ


М.А.К. Азизов

« 23 » марта 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга


Г.Н. Ковтун

« 23 » марта 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Разработка Комплексной программы развития электрических сетей напряжением
35 кВ и выше на территории Республики Дагестан
на 2017 - 2021 годы»

1. Основание для разработки

1.1. Необходимость обеспечения ПАО «МРСК Северного Кавказа» актуальной информацией по планированию развития региональных энергосистем России.

1.2. Необходимость обеспечения синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей для формирования инвестиционных программ ПАО «МРСК Северного Кавказа».

2. Актуальность и конкретные задачи**Основной целью оказания услуг является:**

- разработка предложений по развитию электросетевой инфраструктуры для обеспечения устойчивого социально-экономического роста Республики Дагестан, повышения доступности энергетической инфраструктуры, развития конкуренции на рынке электроэнергии (мощности) и синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей.

Основными задачами оказания услуг являются:

- анализ решений по развитию электросетевого сетевого комплекса всех электросетевых организаций, функционирующих в Республике Дагестан, предложенных в рамках утвержденных Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на пятилетний период;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	повышения доступности энергетической инфраструктуры, развития конкуренции на рынке электроэнергии (мощности) и синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей. <i>Основными задачами оказания услуг являются:</i> - анализ решений по развитию электросетевого сетевого комплекса всех электросетевых организаций, функционирующих в Республике Дагестан, предложенных в рамках утвержденных Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на пятилетний период;  						
			7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист
									85
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения А

2

- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов региональной энергосистемы Республики Дагестан на пятилетний период (2017 – 2021 гг.) по годам;

- анализ балансов мощности и электроэнергии в Республике Дагестан, предложенных в рамках утвержденных Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на пятилетний период, для обеспечения баланса между производством и потреблением в региональной энергосистеме Республики Дагестан, в том числе для предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

- разработка предложений по развитию распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше всех электросетевых организаций, функционирующих в Республике Дагестан, в пятилетний период (2017 – 2021 гг.) для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

- разработка технико-экономических обоснований строительства (реконструкции) распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан;

- формирование сводной информации по развитию распределительной электрической сети напряжением 0,4-20 кВ Республики Дагестан в пятилетний период (2017 – 2021 гг.);

- информационное обеспечение деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схем (программ) территориального планирования и Схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

3. Стадийность проектирования

Внестадийная работа.

4. Указания к выполнению работы

4.1. Работа должна выполняться с учетом следующих нормативно-технических документов (далее - НТД):

- Правила устройства электроустановок;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Методические рекомендации Минэнерго России к содержанию Программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (письмо Минэнерго России от 17.03.2010 № АП-2074/09);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата			

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

86

Данный список НТД не является полным и окончательным. При выполнении работы необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки.

4.2. При определении сроков реализации электросетевого строительства необходимо руководствоваться соответствующими нормативно-техническими документами ПАО «Россети», регламентирующими сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи.

4.3. При выполнении работы выполнить координацию со следующими работами:

- схемы и программы перспективного развития, выполненные в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- федеральные целевые программы;
- утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
- отчетные материалы ОАО «СО ЕЭС»;
- отчетные материалы ПАО «МРСК Северного Кавказа»;
- отчетные материалы территориальных сетевых организаций;
- другие материалы по требованию Заказчика и сторон, согласующих задание на выполнение работы.

5. Содержание и требования к составу и результатам работы

5.1. Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии в энергосистеме Республики Дагестан.

5.2. Характеристика функционирования энергосистемы Республики Дагестан и анализ режимов работы распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше за отчетный пятилетний период на основе режимов зимних и летних нагрузок (за дни контрольных замеров).

5.3. Прогноз уровней потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Республики Дагестан на пятилетний период (2017 - 2021 гг.) на каждом году прогнозируемого периода.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности берется из базового варианта разработанной и утвержденной в 2016 году СиПР ЕЭС России на 2016 - 2022 годы. В случае, если на момент разработки КИР в 2016 году СиПР ЕЭС России не утверждена, должна быть использована актуальная редакция проекта СиПР ЕЭС России, разработанного в 2016 году.

Также может быть представлен дополнительный прогноз потребления электрической энергии (мощности) по данным органа исполнительной власти Республики Дагестан или из умеренно-оптимистического варианта разработанной и утвержденной в 2016 году Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016 - 2022 годы (актуальной редакции проекта СиПР).

5.4. Перечень всех питающих центров 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании ПАО «МРСК Северного Кавказа», с указанием установленной мощности каждого трансформатора, существующей загрузки каждого трансформатора на период зимнего и летнего максимумов отчетного года и объема заявленной мощности, планируемой к присоединению для каждого питающего центра с разбивкой по годам.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	и утвержденной в 2016 году Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016 - 2022 годы (актуальной редакции проекта СиПР). 5.4. Перечень всех питающих центров 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании ПАО «МРСК Северного Кавказа», с указанием установленной мощности каждого трансформатора, существующей загрузки каждого трансформатора на период зимнего и летнего максимумов отчетного года и объемах заявленной мощности, планируемой к присоединению для каждого питающего центра с разбивкой по годам.  					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
							87	

5.5. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления на рассматриваемый период. Перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе договоров и заявок на осуществление технологического присоединения для базового варианта, а также перспективных планов, предоставленных потребителями и органами исполнительной власти для умеренно-оптимистического варианта).

5.6. Анализ прогнозного баланса мощности и электроэнергии из разработанной и утвержденной в 2016 году Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016 - 2022 годы (актуальной редакции проекта СиПР и Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на год разработки программы и пятилетнюю перспективу (для каждого года пятилетнего периода).

При наличии дополнительного варианта потребления электрической энергии и мощности для него должен быть выполнен баланс мощности и электрической энергии.

5.7. 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. 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, режим паводка (с целью проверки пропускной способности сети энергосистем с большой долей ГЭС). Расчеты электрических режимов выполняются на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов. При выполнении расчетов должна учитываться информация о перспективном развитии в соответствии с перечнем материалов, приведенным в п. 4.

Результаты расчетов приводятся в табличной и графической формах (потокораспределение и уровни напряжения).

При необходимости могут быть выполнены дополнительные расчеты характерных нормальных и послеаварийных электрических режимов работы распределительной электрической сети, в том числе сети напряжением 6-10 (20) кВ.

5.8. Разработка на основании результатов расчетов электрических режимов предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Дагестан для представленных в соответствии с пунктом 5.3 прогнозов потребления электрической энергии и мощности, рекомендаций по изменению режима работы сети и замене оборудования, влияющего на ограничение сети в аварийных режимах с учетом изменений схемы подключения центров питания, замене силовых трансформаторов для базового и умеренно-оптимистического вариантов прогноза уровней потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Республики Дагестан.

Также могут быть представлены предложения по развитию распределительной электрической сети напряжением 6-10 (20) кВ.

5.9. Краткие технические обоснования для каждого электросетевого объекта нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения, входящих в Перечень мероприятий базового и умеренно-оптимистического варианта развития

Инов. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Кол. уч.
Лист	№ док.
Подпись	Дата

Продолжение приложения А

5

распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше Республики Дагестан.

При разработке предложений по развитию распределительной электрической сети напряжением 6-10 (20) кВ также приводятся краткие технические обоснования.

5.10. Выполнение оценки токов короткого замыкания для базового варианта развития в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Республики Дагестан на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу *(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)* и оценка соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам к.з.

5.11. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше для базового варианта развития на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу *(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)* и определение объема необходимых средств компенсации реактивной мощности. Разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности.

5.12. В случае выявления в расчетах электрических режимов рекомендаций по уточнению перечня электросетевых объектов ЕНЭС (по корректировке сроков реализации), включенных в утвержденную Схему и программу развития ЕЭС России на 2016 - 2021 годы (актуальную редакцию проекта СИПР), они должны быть оформлены отдельным разделом КИР с приложением обосновывающих материалов.

5.13. Разработка карт-схем электрических сетей для представленных в соответствии с пунктом 5.3 базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей Республики Дагестан на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:

- существующих объектов напряжением 35 кВ и выше;
 - перспективных объектов напряжением 35 кВ и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;
 - балансовой принадлежности электросетевых объектов;
- легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий КИР по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения с указанием параметров объекта и годов ввода.

5.14. Разработка принципиальной схемы электрических соединений электрических сетей напряжением 35 кВ и выше для базового и умеренно-оптимистического вариантов развития на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с указанием балансовой принадлежности электросетевых объектов.

5.15. Для представленных в соответствии с пунктом 5.3 базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей Республики Дагестан приводится перечень мероприятий по развитию электрических сетей

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

89

напряжением 35 кВ и выше, а также сводные данные по развитию сети напряжением 0,4-20 кВ с указанием требуемых капитальных вложений в текущих ценах и ценах базового года (с НДС и разделением по собственникам).

5.16. Анализ утвержденных Схем территориального планирования Республики Дагестан и муниципальных образований Республики Дагестан на наличие мероприятий, определенных в перечнях для базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей Республики Дагестан. По результатам анализа формируется перечень объектов, отсутствующих в Схемах территориального планирования муниципальных образований Республики Дагестан, с указанием необходимых данных для их внесения.

5.17. Определение для базового варианта развития электрических сетей Республики Дагестан на каждый год в периоде между годом выполнения работы и пятилетней перспективой (2017 – 2021 гг.) следующих показателей:

- уровень потерь электроэнергии, % - показатель, характеризующий разность между величиной электроэнергии, поступившей в сеть, и величиной электроэнергии, отпущенной потребителям, определяемый по данным систем учета электроэнергии измеряемый в процентном соотношении к отпущенной в сеть;

- величина недоотпуска электроэнергии, кВт*час - показатель, характеризующий количество электроэнергии, которое недополучили потребители за время перерыва в электроснабжении;

- аварийность. количество аварий / 1000 у.е. - показатель, характеризующий готовность электросетевого комплекса к прохождению аварийных и чрезвычайных ситуаций;

- износ оборудования, % - показатель, определяющий величину морального и физического износа основных фондов электросетевой организации в процентном соотношении к общему количеству основных фондов;

- количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности, шт./% - показатель, характеризующий доступность электросетевой инфраструктуры для технологического присоединения дополнительной электрической нагрузки после выполнения технических мероприятий. Справочно указывается общее количество центров питания, шт.;

- загрузка центров питания, МВА/% - показатель, характеризующий деятельность электросетевой компании по распределению существующей нагрузки и технологическому присоединению вновь вводимой максимальной мощности потребителей. Справочно указывается установленная мощность центров питания, МВА;

- отпуск электроэнергии из сетей АО «Дагестанская сетевая компания», млрд. кВт*час - показатель, характеризующий деятельность электросетевой компании по передаче электроэнергии и величине оказанных услуг.

Значения показателей для каждого года приводятся в следующей табличной форме:

№ п/п	Показатель	Ед. измерения
1	Уровень потерь электроэнергии	%
2	Величина недоотпуска	кВт*час
3	Аварийность	количество аварий / 1000 у.е.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7

5.18. Программа комплексного развития электрических сетей Республики Дагестан в табличной форме в соответствии с приложением 1 к настоящему Техническому заданию.

6. Результаты работы.

6.1. Научно-технический отчет «Комплексная программа развития электрических сетей Республики Дагестан напряжением 35 кВ и выше на пятилетний период (2017 – 2021 гг.)», выполненный в текстовом редакторе Word for Windows с использованием для основного текста шрифта Times New Roman размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом. Приемку научно-технической документации осуществляет Заказчик. Отчет по работе передается Заказчику в бумажном виде и на электронном носителе в 4-х экз.

6.2. Карты-схемы в формате *.pdf с использованием шрифта Times New Roman, а также векторном формате, позволяющем использовать их при подготовке презентационных материалов в MS PowerPoint. Рекомендуемый формат AutoCAD, MS Visio.

6.3, Принципиальные электрические схемы в формате *.pdf и *.dwg.

6.4. Расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электрических режимов, в электронном виде в форматах ПБК «RastrWin» (*.rg2, *.grf).

7. Особые условия

7.1. В случае если в течение разработки Комплексной программы развития электрических сетей до ее утверждения произошло не зависящее от Заказчика существенное изменение исходных данных, влекущее необходимость корректировки выполненных и принятых Заказчиком работ (полностью либо отдельных разделов и глав), Исполнитель осуществляет корректировку программы с целью приведения ее в соответствие измененным исходным данным в объеме не более 15% от первоначального объема работ.

7.2. Исполнитель осуществляет сопровождение Комплексной программы развития электрических сетей в течение двух лет, начиная с даты приемки Комплексной программы Заказчиком. В сопровождение входит проверочный

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

8

расчет электрических режимов при изменении исходных данных (нагрузок, объемов электросетевого строительства, заявок на ТП и т.д.).

Начальник отдела перспективного развития
ПАО «МРСК Северного Кавказа»  Е.В. Яструбенко

Начальник Департамента перспективного
развития и технологического присоединения
ПАО «МРСК Северного Кавказа»  С.В. Брем

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Копирование, распространение, использование, хранение, а также передача в любой форме и любыми средствами, включая электронные, без разрешения правообладателя, является нарушением законодательства Российской Федерации и влечет за собой административную и/или уголовную ответственность.

Приложение Б

Перечень действующих подстанций 35-110 кВ на территории Республики Дагестан
и нагрузка трансформаторов в режимный день 2015 г.

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г., МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ЗЭС												
	ПС 110кВ												
1	ПС 110/35/10кВ Кизляр-1	T-1	2006	16	РПН	9,6	4,8	10,7	67,1	111,10%	25	9	36%
		T-2	1998	16	РПН	6,3	3,15	7,0	44,0		25	17	68%
2	ПС 110/35/10кВ Кизляр-2	T-1	2006	16	РПН	7,46	3,73	8,3	52,1	113,62%	25	9	36%
		T-2	1980	10	РПН	8,8	4,4	9,8	98,4		25	35	140%
3	ПС 110/35/10кВ Кочубей	T-1	1987	6,3	-	2,68	1,34	3,0	47,6	47,56%	25	28	112%
		T-2	1984	6,3	-			0,0	0,0		25	31	124%
4	ПС 110/35/10кВ Тарумовка	T-1	1987	6,3	РПН	2,77	1,39	3,1	49,2	49,19%	25	28	112%
		T-2	1978	6,3	РПН			0,0	0,0		25	37	148%
5	ПС 110/35/10кВ Александрия	T-1	1979	6,3	РПН	2,21	1,11	2,5	39,3	116,28%	25	36	144%
		T-2	1979	6,3	РПН	4,34	2,17	4,9	77,0		25	36	144%
6	ПС 110/35/10кВ Терекли Мектеб	T-1	1974	6,3	РПН	3,35	1,68	3,7	59,5	146,44%	25	41	164%
		T-2	2004	6,3	-	4,9	2,45	5,5	87,0		25	11	44%
7	ПС 110/10кВ Калиновка	T-1	1983	2,5	РПН	1,65	0,83	1,8	73,9	73,88%	25	32	128%
8	ПС 110/10кВ Таловка	T-1	1986	2,5	РПН	0,6	0,3	0,7	26,8	26,83%	25	29	116%
9	ПС 110/10кВ Коминтерн	T-1	2003	2,5	РПН	0,25	0,13	0,3	11,3	11,27%	25	12	48%
10	ПС 110/10кВ Джилыгита	T-1	1999	2,5	РПН	0,35	0,18	0,4	15,7	15,74%	25	16	64%
11	ПС 110/10кВ Арсланбек	T-1	1995	2,5	РПН	0,5	0,25	0,6	22,4	22,36%	25	20	80%
12	ПС 110/35/6кВ Южно-Сухокумск	T-1	1968	10	РПН	2,96	1,48	3,3	33,1	66,19%	25	47	188%
		T-2	1966	10	РПН	2,96	1,48	3,3	33,1		25	49	196%
13	ПС 110/10кВ Речная	T-1		10				0,0	0,0	0,00%	25		
	ПС 35кВ												
14	ПС 35/10кВ Михеевка	T-1	1974	1,6	-	0,68	0,34	0,8	47,5	47,52%	25	41	164%
		T-2	1991	1,6	-			0,0	0,0		25	24	96%
15	ПС 35/10кВ Хуцеевка	T-1	1989	2,5	-	0,7	0,35	0,8	31,3	31,30%	25	26	104%
16	ПС 35/10кВ Ст.Серебряковка	T-1	1980	2,5	-	0,64	0,32	0,7	28,6	28,62%	25	35	140%
17	ПС 35/10кВ Октябрьская	T-1	1975	1,6	-			0,0	0,0	78,26%	25	40	160%
		T-2	1979	2,5	-	1,12	0,56	1,3	50,1		25	36	144%
18	ПС 35/10кВ Некрасовка	T-1	1972	3,2	РПН			0,0	0,0	38,43%	25	43	172%
		T-2	2013	1,6	-	1,1	0,55	1,2	76,9		25	2	8%
19	ПС 35/10кВ Крайновка	T-1	1987	2,5	РПН	2,23	1,12	2,5	99,8	250%	25	28	112%
		T-2	2003	1	РПН			0,0	0,0		25	12	48%
20	ПС 35/10кВ Огузер	T-1	1979	1,6	-	0,56	0,28	0,6	39,1	39,13%	25	36	144%
21	ПС 35/10кВ Черняевка	T-1	1987	1,6	-			0,0	0,0	94,47%	25	28	112%
		T-2	1988	2,5	РПН	1,35	0,68	1,5	60,5		25	27	108%
22	ПС 35/10кВ Брянск	T-1	1986	1,6	РПН	0,95	0,48	1,1	66,5	66,52%	25	29	116%

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. интв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

94

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
23	ПС 35/10кВ Суюткина Коса	T-1	2000	1,6	-	0,28	0,14	0,3	19,6	19,57%	25	15	60%
24	ПС 35/10кВ Привольная	T-1	1976	1,6	-	0,46	0,23	0,5	32,1	32,14%	25	39	156%
25	ПС 35/10кВ Кормосовхоз	T-1	2001	1	РПН	0,1	0,05	0,1	11,2	11,18%	25	14	56%
26	ПС 35/10кВ XXII партсъезд	T-1	1986	1,8	-	0,15	0,08	0,2	9,4	9,44%	25	29	116%
27	ПС 35/10кВ Ч.Буруны	T-1	1967	1,8	-	1,08	0,54	1,2	67,1	67,08%	25	48	192%
28	ПС 35/10кВ Кумли	T-1	1984	1,6	-	0,18	0,09	0,2	12,6	12,58%	25	31	124%
29	ПС 35/10кВ Карагас	T-1	1977	1,6	-	1	0,5	1,1	69,9	69,88%	25	38	152%
30	ПС 35/10кВ Кумбатар	T-1	1994	1,8	-	1,94	0,97	2,2	120,5	216,90%	25	21	84%
		T-2	2007	1	-			0,0	0,0		25	8	32%
31	ПС 35/10кВ Солончаковая	T-1	1968	4	-	0,52	0,26	0,6	14,5	14,53%	25	47	188%
32	ПС 35/10кВ Степная	T-1	1972	2,5	-	0,08	0,04	0,1	3,6	3,58%	25	43	172%
33	ПС 35/10кВ Красный партизан	T-1	2011	1,6	-	0,23	0,11	0,3	15,9	15,93%	25	4	16%
34	ПС 35/10кВ 3-я ферма	T-1	1977	1	-	0,23	0,11	0,3	25,5	25,50%	25	38	152%
35	ПС 35/10кВ Ногайская	T-1	1968	1,6	-	0,1	0,05	0,1	7,0	6,99%	25	47	188%
36	ПС 35/10кВ Бажиган	T-1	1972	1,6	-	0,09	0,04	0,1	6,2	6,16%	25	43	172%
37	ПС 35/10кВ Грузинская	T-1	2001	1,6	-	0,2	0,1	0,2	14,0	13,98%	25	14	56%
38	ПС 35/10кВ Граничная	T-1	2003	1	РПН	0,03	0,02	0,0	3,6	3,61%	25	12	48%
39	ПС 35/10кВ Б.Арешевка	T-1	2000	2,5	-			0,0	0,0	58,14%	25	15	60%
		T-2	1979	2,5	-	1,3	0,65	1,5	58,1		25	36	144%
40	ПС 35/10кВ КЭАЗ	T-1		1,8				0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2		4				0,0	0,0	0,00%	25		
41	ПС 35/10кВ КЭМЗ-1	T-1		10				0,0	0,0	0,00%	25		
42	ПС 35/10кВ КЭМЗ-2	T-1		6,3				0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2		6,3				0,0	0,0	0,00%	25		
43	ПС 35/10кВ Надежда	T-1		2,5				0,0	0,0	0,00%	25		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

95

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный срок (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	СЭС												
	ПС 110кВ												
1	ПС 110/35/10кВ Акташ	T-1	2012	25	РПН	15,56	8,71	17,8	71,3	218,98%	25	3	12%
		T-2	1989	16	РПН	15,01	8,41	17,2	107,5		25	26	104%
2	ПС 110/35/10кВ Ярыксу	T-1	2006	25	РПН	21,35	11,96	24,5	97,9	193,28%	25	9	36%
		T-2	2010	25	РПН	20,81	11,65	23,8	95,4		25	5	20%
3	ПС 110/35/10кВ Бабаюрт	T-1	1998	16	РПН	8,37	4,69	9,6	60,0	175,14%	25	17	68%
		T-2	1979	10	РПН	6,91	3,87	7,9	79,2		25	36	144%
4	ПС 110/35/10кВ Дылым	T-1	1991	10	РПН	6,23	3,49	7,1	71,4	108,08%	25	24	96%
		T-2	1987	10	РПН	3,2	1,79	3,7	36,7		25	28	112%
5	ПС 110/35/6кВ Чиркей ГПП	T-1	1966	10	РПН			0,0	0,0	26,64%	25	49	196%
		T-2	1976	16	РПН	3,72	2,08	4,3	26,6		25	39	156%
6	ПС 110/35/6кВ Миатлы	T-1	1974	6,3	-	0,79	0,44	0,9	14,4	14,35%	25	41	164%
		T-2	1974	6,3	-			0,0	0,0		25	41	164%
7	ПС 110/35/10кВ Кизилюртовская (ГЩЗ)	T-2	1992	10	РПН	7,53	4,22	8,6	86,3	86,32%	25	23	92%
8	ПС 110/35/10кВ Сулак	T-1	1996	10	РПН	0,48	0,27	0,6	5,5	10,07%	25	19	76%
		T-2	1998	10	РПН	0,4	0,22	0,5	4,6		25	17	68%
9	ПС 110/35/10кВ Куруш	T-1	1974	5,6	-	3,4	1,9	3,9	69,6	69,55%	25	41	164%
		T-2	2002	5,6	РПН			0,0	0,0		25	13	52%
10	ПС 110/35/10кВ Сулевкент	T-2	1987	6,3	-	1,53	0,86	1,8	27,9	27,86%	25	28	112%
11	ПС 110/35/10кВ Львовская	T-1	1992	16	РПН	6,18	3,46	7,1	44,3	44,27%	25	23	92%
		T-2		16						0,00%			
12	ПС 110/35/6кВ ЗФС	T-1	1989	40	РПН			0,0	0,0	0,00%	25	26	104%
		T-2	1967	31, 5	РПН			0,0	0,0		25	48	192%
13	ПС110/27,5/10кВ Карлантаур-Тяговая	T-1	н/д	40		2,1	1,18	2,4	6,0	6,02%	25		0%
		T-2	н/д	40				0,0	0,0		25		0%
	ПС 35кВ												
14	ПС 35/6кВ Дубки	T-1	1968	2,5	-	1,38	0,77	1,6	63,2	63,21%	25	47	188%
		T-2	1969	2,5	-			0,0	0,0		25	46	184%
15	ПС 35/10кВ Андрейаул	T-1	1991	2,5	-	1,96	1,1	2,2	89,9	89,90%	25	24	96%
16	ПС 35/10кВ Гертма	T-1	2011	2,5	-	0,77	0,43	0,9	35,3	35,28%	25	4	16%
17	ПС 35/10кВ Ново-Кули	T-1	1979	2,5	-	1,87	1,05	2,1	85,8	162,44%	25	36	144%
		T-2	1991	2,5	-	1,67	0,94	1,9	76,7		25	24	96%
18	ПС 35/10кВ Димитрова	T-1	1983	2,5	-	1,92	1,08	2,2	88,1	217,76%	25	32	128%
		T-2	2013	2,5	-	2,83	1,58	3,2	129,6		25	2	8%
19	ПС 35/10кВ Аксай	T-1	1990	2,5	-	2,12	1,19	2,4	97,2	237,85%	25	25	100%
		T-2	1977	1,6	-	1,2	0,67	1,4	85,9		25	38	152%
20	ПС 35/10кВ Дружба	T-1	1979	2,5	-	1,48	0,83	1,7	67,9	67,87%	25	36	144%
21	ПС 35/10кВ Акбулатюрт	T-1	1984	2,5	-	1,62	0,91	1,9	74,3	74,32%	25	31	124%
22	ПС 35/10кВ Чагаротар	T-1	1977	1,6	-	0,37	0,21	0,4	26,6	26,59%	25	38	152%

Интв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист
№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

96

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (п-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
23	ПС 35/10кВ Дагестан	T-1	2009	4	-	3,67	2,06	4,2	105,2	105,22%	25	6	24%
		T-2	1981	1,6	-			0,0	0,0		25	34	136%
24	ПС 35/10кВ Сивух	T-1	1989	1,6	-	1,36	0,76	1,6	97,4	97,37%	25	26	104%
25	ПС 35/10кВ Туршунай	T-1	1976	1,6	-	0,83	0,46	0,9	59,3	130,94%	25	39	156%
		T-2	1981	1,6	-	1	0,56	1,1	71,6		25	34	136%
26	ПС 35/10кВ Костек	T-1	2003	4	-	2,54	1,42	2,9	72,7	279,25%	25	12	48%
		T-2	1976	1,6	-	1,36	0,76	1,6	97,4		25	39	156%
27	ПС 35/10кВ Свердловлово	T-1	1982	1,6	-	0,85	0,48	1,0	61,0	61,01%	25	33	132%
28	ПС 35/10кВ Караузек	T-1	1981	1,6	-	0,53	0,3	0,6	38,1	38,06%	25	34	136%
29	ПС 35/10кВ Хамаматюрт	T-1	1976	2,5	-	1,5	0,84	1,7	68,8	165,36%	25	39	156%
		T-2	1986	1,6	-	0,81	0,45	0,9	57,9		25	29	116%
30	ПС 35/10кВ Янгильбай	T-1	2008	1,6	-	0,73	0,41	0,8	52,3	52,33%	25	7	28%
31	ПС 35/10кВ Шава	T-1	1979	1,6	-	0,42	0,24	0,5	30,2	30,23%	25	36	144%
32	ПС 35/10кВ Татаюрт	T-1	1976	2,5	-	1,44	0,81	1,7	66,1	128,41%	25	39	156%
		T-2	1986	2,5	-	1,36	0,76	1,6	62,3		25	29	116%
33	ПС 35/10кВ Казиюрт	T-1	1986	1,6	-	0,3	0,17	0,3	21,6	21,55%	25	29	116%
34	ПС 35/10кВ Тамаза-Тюбе	T-1	1969	1,6	-			0,0	0,0	73,88%	25	46	184%
		T-2	1978	1,6	-	1,03	0,58	1,2	73,9		25	37	148%
35	ПС 35/10кВ Новая Коса	T-1	1981	1,6	-	0,32	0,18	0,4	22,9	22,95%	25	34	136%
36	ПС 35/10кВ Консервный 3-д	T-1	2012	2,5	-	1,55	0,87	1,8	71,1	71,10%	25	3	12%
37	ПС 35/10кВ Ленинаул	T-1	н/д	1,6		1,13	0,63	1,3	80,9	80,86%	25		
38	ПС 35/10кВ Аликазган	T-1	1987	1,6	-			0,0	0,0	0,00%	25	28	112%
39	ПС 35/10кВ Нечаевка	T-1	2011	2,5	-			0,0	0,0	0,00%	25	4	16%
		T-2	1977	1,6	-			0,0	0,0		25	38	152%
40	ПС 35/10кВ Гулькутан	T-1	2003	1	-			0,0	0,0	0,00%	25	12	48%
		T-2	1975	2,5	-			0,0	0,0		25	40	160%
41	ПС 35/10кВ Шамхалянгиюрт	T-1	1985	2,5	-			0,0	0,0	0,00%	25	30	120%
		T-2	1985	2,5	-			0,0	0,0		25	30	120%
42	ПС 35/10кВ Стальск	T-1	1999	4	-			0,0	0,0	0,00%	25	16	64%
43	ПС 35/10кВ Щебкарьер	T-1	н/д	6,3	-			0,0	0,0	0,00%	25		
44	ПС 35/6кВ Газпром	T-1	н/д	1,8	-			0,0	0,0	0,00%	25		
45	ПС 35/6кВ Алихан	T-1	н/д	1,6	-			0,0	0,0	0,00%	25		
46	ПС 35/6кВ Город	T-1	н/д	6,3	-			0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2	н/д	4	-			0,0	0,0		25		
47	ПС 35/6кВ Дробилка М	T-1	н/д	4	-			0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2	н/д	4	-			0,0	0,0		25		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

97

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ДЭС												
	ПС 110кВ												
1	ПС 110/35/6кВ Дербент Северная	T-1	1972	22	РПН	6,73	3,4	7,5	34,2	158,76%	25	43	172%
		T-2	1970	10	РПН	7,47	3,7	8,4	83,5		25	45	180%
2	ПС 110/35/10кВ Мамедкала	T-1	1973	6,3	РПН	4,43	2,2	5,0	78,6	245,61%	25	42	168%
		T-2	1987	16	РПН	9,41	4,7	10,5	65,8		25	28	112%
3	ПС 110/10кВ Каякент	T-1	1982	10	РПН	4,89	2,5	5,5	54,7	124,08%	25	33	132%
		T-2	1985	6,3	РПН	2,10	1,1	2,3	37,3		25	30	120%
4	ПС 110/35/10кВ Белиджи	T-1	н/д	16	-	11,90	4,0	12,5	78,4	78,40%	25		
		T-2	н/д	16	-			0,0	0,0		25		
5	ПС 110/35/10кВ Касумкент	T-1	1981	6,3	РПН	3,97	1,99	4,4	70,5	137,57%	25	34	136%
		T-2	1966	6,3	-	3,78	1,89	4,2	67,1		25	49	196%
6	ПС 110/10кВ Советская	T-1	1995	2,5	РПН	2,12	1,06	2,4	94,8	94,81%	25	20	80%
7	ПС 110/35/10кВ Магарамкент	T-1	1968	5,6	-	4,30	2,15	4,8	85,8	163,31%	25	47	188%
		T-2	1989	6,3	РПН	3,88	1,94	4,3	68,9		25	26	104%
8	ПС 110/10кВ Тагиркент	T-1	1980	6,3	РПН	3,54	1,77	4,0	62,8	62,82%	25	35	140%
		T-2	1992	2,5	РПН			0,0	0,0		25	23	92%
9	ПС 110/35/10кВ Ахты	T-1	1997	10	РПН	10,81	5,41	12,1	120,9	192,66%	25	18	72%
		T-2	1997	10	РПН	6,42	3,21	7,2	71,8		25	18	72%
10	ПС 110/6кВ Огни	T-1	1976	10	РПН	6,49	3,24	7,3	72,5	222,97%	25	39	156%
		T-2	1959	5,6	РПН	4,68	2,34	5,2	93,4		25	56	224%
11	ПС 110/35/10кВ Усухчай	T-1	1976	6,3	РПН	4,90	2,45	5,5	87,0	86,96%	25	39	156%
		T-2	1989	6,3	РПН			0,0	0,0		25	26	104%
12	ПС 110/10кВ Заречная	T-1	1981	2,5	РПН	0,33	0,16	0,4	14,7	14,67%	25	34	136%
13	ПС 110/35/6кВ Дербент Западная	T-1	2002	6,3	РПН	5,64	2,68	6,2	99,1	128,51%	25	13	52%
		T-2	2010	10	РПН	1,67	0,80	1,9	18,5		25	5	20%
14	ПС 110/10кВ Араблинка	T-1	1983	2,5	РПН	1,12	0,00	1,1	44,8	99,20%	25	32	128%
		T-2	1985	2,5	РПН	1,36	0,00	1,4	54,4		25	30	120%
15	ПС 110/10кВ Геджух	T-1	1982	10	РПН			0,0	0,0	74,24%	25	33	132%
		T-2	1982	2,5	РПН	1,66	0,83	1,9	74,2		25	33	132%
16	ПС 110/35/10кВ Кайтаг	T-1	1986	16	РПН	11,27	5,64	12,6	78,8	78,77%	25	29	116%
		T-2	1972	6,3	РПН			0,0	0,0		25	43	172%
17	ПС 110/10кВ Капир	T-1	1995	2,5	РПН	0,78	0,39	0,9	34,9	34,88%	25	20	80%
18	ПС 110/10кВ Родниковая	T-1	1981	2,5	РПН	1,47	0,73	1,6	65,7	65,65%	25	34	136%
19	ПС 110/35/10кВ Курах	T-1	1995	6,3	РПН	2,55	1,27	2,8	45,2	87,67%	25	20	80%
		T-2	2011	10	РПН	2,39	1,20	2,7	26,7		25	4	16%
20	ПС 110/10кВ Морская	T-1	1973	2,5	РПН	0,84	0,42	0,9	37,6	37,57%	25	42	168%
21	ПС 110/35/10кВ Самур	T-1	1997	10	РПН	0,02	0,00	0,0	0,2	0,20%	25	18	72%
		T-2	1997	10	РПН			0,0	0,0		25	18	72%
22	ПС 110/27,5/10кВ Каякент-Тяговая	T-1	н/д	25		0,00	0,00	0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2	н/д	25		0,00	0,00	0,0	0,0		25		
23	ПС 110/27,5/6кВ Дербент-Тяговая	T-1	н/д	25		0,00	0,00	0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2	н/д	25		0,00	0,00	0,0	0,0		25		

Интв. № подл.	Взам. интв. №	Подпись и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист
№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

98

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный срок (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
24	ПС 110/10кВ Оружба	T-1	н/д	6,3				0,0	0,0	1,28%	25		
		T-2	н/д	6,3		0,07	0,04	0,1	1,3		25		
	ПС 35кВ												
25	ПС 35/10кВ Рутул	T-1	1984	4	РПН	4,27	2,14	4,8	119,4	323,67%	25	31	124%
		T-2	1987	1,6	-	0,36	0,18	0,4	25,2		25	28	112%
26	ПС 35/10кВ Лучек	T-1	1982	2,5	РПН	2,72	1,36	3,0	121,6	121,64%	25	33	132%
27	ПС 35/10кВ Зрых	T-1	1985	1	РПН	0,93	0,47	1,0	104,2	104,20%	25	30	120%
28	ПС 35/10кВ Заря	T-1	1982	1,6	-	2,01	1,00	2,2	140,3	140,31%	25	33	132%
29	ПС 35/10кВ Джимикиент	T-1	1982	2,5	РПН	1,92	0,96	2,1	85,9	85,87%	25	33	132%
30	ПС 35/10кВ Капкакаент	T-1	1986	1,6	РПН	1,57	0,78	1,8	109,6	109,57%	25	29	116%
31	ПС 35/10кВ Утамыш-Новая	T-1	1983	1,6	-	0,55	0,28	0,6	38,6	38,57%	25	32	128%
32	ПС 35/10кВ Утамыш-Старая	T-1	1990	1,6	-	1,28	0,64	1,4	89,4	89,44%	25	25	100%
33	ПС 35/10кВ Уркута	T-1	1986	1,8	-	1,01	0,50	1,1	62,6	62,61%	25	29	116%
34	ПС 35/10кВ Кубачи	T-1	1986	1,6	-	0,71	0,35	0,8	49,5	70,66%	25	29	116%
		T-2	2006	1,8	-	0,87	0,44	1,0	54,2		25	9	36%
35	ПС 35/10кВ Уркарах-Старая	T-1	1994	1,6	-	0,93	0,46	1,0	64,8	64,85%	25	21	84%
36	ПС 35/10кВ Уркарах-Новая	T-1	1968	2,5	РПН	1,80	0,90	2,0	80,5	135,95%	25	47	188%
		T-2	2007	2,5	РПН	1,24	0,62	1,4	55,5		25	8	32%
37	ПС 35/10кВ Хучни	T-1	1977	6,3	РПН	3,70	1,85	4,1	65,7	65,66%	25	38	152%
		T-2	2001	4	-			0,0	0,0		25	14	56%
38	ПС 35/10кВ Сиртыч	T-1	1968	1,6	-	0,74	0,37	0,8	51,7	51,71%	25	47	188%
39	ПС 35/10кВ Ерси	T-1	1975	1,6	-	0,81	0,29	0,9	53,8	53,77%	25	40	160%
40	ПС 35/10кВ Цанак	T-1	1986	4	-	0,53	0,27	0,6	14,9	14,87%	25	29	116%
41	ПС 35/10кВ Хив	T-1	2010	2,5	РПН	1,21	0,60	1,4	54,0	118,96%	25	5	20%
		T-2	1990	2,5	РПН	1,45	0,73	1,6	64,9		25	25	100%
42	ПС 35/10кВ Тпиг	T-1	1979	1,6	-	1,47	0,74	1,6	102,9	205,72%	25	36	144%
		T-2	1969	1,6	-	1,47	0,74	1,6	102,9		25	46	184%
43	ПС 35/10кВ Сардаркент	T-1	2007	2,5	-	1,53	0,77	1,7	68,5	68,51%	25	8	32%
		T-2	2001	1	РПН			0,0	0,0		25	14	56%
44	ПС 35/10кВ Кировская	T-1	1974	1	-	0,39	0,19	0,4	43,4	86,76%	25	41	164%
		T-2	1974	1	-	0,39	0,19	0,4	43,4		25	41	164%
45	ПС 35/10кВ Маджалис	T-1	1982	2,5	-	2,41	1,21	2,7	107,9	186,94%	25	33	132%
		T-2	1987	2,5	РПН	1,77	0,88	2,0	79,1		25	28	112%
46	ПС 35/10кВ Первомайская	T-1	1984	2,5	-	1,68	0,84	1,9	75,1	198,76%	25	31	124%
		T-2	1959	1,8	-	1,52	0,76	1,7	94,4		25	56	224%
47	ПС 35/10кВ Шиляги	T-1	1986	1,6	РПН	0,53	0,27	0,6	37,2	37,18%	25	29	116%
48	ПС 35/10кВ Набережная	T-1	1981	1,6	РПН	1,12	0,56	1,3	78,3	94,20%	25	34	136%
		T-2	2011	2,5	-	0,23	0,11	0,3	10,2		25	4	16%

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол. уч.	Лист

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

99

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет		2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %		
49	ПС 35/0,4кВ Пионер	Т-1	1985	1,6	-	0,11	0,08	0,1	5,0	5,0%	25	30	120%	
50	ПС 35/0,4кВ Пионер-1	Т-1	1992	0,18	-			0,0	0,0	0,00%	25	23	92%	
51	ПС 35/10кВ Агул	Т-1	н/д	1					0,0	0,00%	25			
52	ПС 35/0,4кВ КФХ Низдик	Т-1	н/д	1					0,0	0,00%	25			

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №					
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							100

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ЦЭС												
	ПС 110кВ												
1	ПС 110/6кВ ГПП	T-1	1971	31,5	РПН	12,88	6,44	14,4	45,7	120,89%	25	44	176%
		T-2	2014	40	РПН	21,18	10,59	23,7	59,2		25	1	4%
2	ПС 110/35/6кВ Новая	T-1	1977	40	РПН	12,6	6,3	14,1	35,2	90,26%	25	38	152%
		T-2	1978	40	РПН	19,69	9,85	22,0	55,0		25	37	148%
3	ПС 110/10/6кВ ЦПП	T-1	1983	25	РПН	10,74	5,37	12,0	48,0	109,12%	25	32	128%
		T-2	1983	25	РПН	13,66	6,83	15,3	61,1		25	32	128%
4	ПС 110/35/10кВ Махачкала-110	T-1	1988	25	РПН	18,61	9,31	20,8	83,2	162,21%	25	27	108%
		T-2	2008	25	РПН	17,66	8,83	19,7	79,0		25	7	28%
5	ПС 110/6кВ Очистные сооружения	T-1	1980	10	РПН			0,0	0,0	167,71%	25	35	140%
		T-2	1989	25	РПН	15	7,5	16,8	67,1		25	26	104%
6	ПС 110/6кВ Юго- Восточная	T-1	2008	10	РПН	5,45	2,73	6,1	61,0	132,96%	25	7	28%
		T-2	2008	10	РПН	6,44	3,22	7,2	72,0		25	7	28%
7	ПС 110/10/6кВ Приморская	T-1	2008	16	РПН	7,81	3,91	8,7	54,6	132,65%	25	7	28%
		T-2	2012	16	РПН	11,17	5,59	12,5	78,1		25	3	12%
8	ПС 110/6кВ Насосная-1	T-1	1978	6,3	РПН	2,02	1,01	2,3	35,8	35,85%	25	37	148%
		T-2	1981	6,3	РПН			0,0	0,0		25	34	136%
9	ПС 110/35/10кВ Изберг Северная	T-1	1979	16	РПН			0,0	0,0	49,70%	25	36	144%
		T-2	1979	16	РПН	7,11	3,56	8,0	49,7		25	36	144%
10	ПС 110/6кВ Изберг Южная	T-1	2009	6,3	РПН			0,0	0,0	81,28%	25	6	24%
		T-2	2008	6,3	РПН	4,58	2,29	5,1	81,3		25	7	28%
11	ПС 110/35/6кВ Рассвет	T-1	2006	10	РПН	5,34	2,67	6,0	59,7	192,75%	25	9	36%
		T-2	1989	16	РПН	11,9	5,95	13,3	83,2		25	26	104%
12	ПС 110/35/10кВ Шамхал	T-1	2012	25	РПН	22,69	11,35	25,4	101,5	270,51%	25	3	12%
		T-2	1980	16	РПН	16,02	8,01	17,9	111,9		25	35	140%
13	ПС 110/35/10кВ Сергокала	T-1	2015	16	РПН	6,86	3,43	7,7	47,9	121,74%	25	0	0%
		T-2	1990	6,3	РПН			0,0	0,0		25	25	100%
14	ПС 110/35/6кВ Буйнакск-1	T-1	2008	25	РПН	22,46	11,23	25,1	100,4	202,64%	25	7	28%
		T-2	2008	25	РПН	22,85	11,43	25,5	102,2		25	7	28%
15	ПС 110/35/6кВ Буйнакск-2	T-1	2008	16	РПН	6,73	3,37	7,5	47,0	56,96%	25	7	28%
		T-2	2005	16	РПН	1,42	0,71	1,6	9,9		25	10	40%
16	ПС 110/35/10/6кВ Приозерная	T-1	1980	25	РПН	9,82	4,91	11,0	43,9	54,11%	25	35	140%
		T-2	1990	25	РПН	2,28	1,14	2,5	10,2		25	25	100%
17	ПС 110/6кВ Насосная-2	T-1	1986	6,3	РПН	0,67	0,34	0,8	11,9	11,93%	25	29	116%
18	ПС 110/10кВ Компас	T-1	1983	16	РПН	6,7	3,35	7,5	46,8	132,71%	25	32	128%
		T-2	1981	16	РПН	12,29	6,15	13,7	85,9		25	34	136%
19	ПС 110/10кВ Новый Чиркей	T-1	2009	10	РПН	5,57	2,79	6,2	62,3	62,30%	25	6	24%
20	ПС 110/6кВ ЗТМ	T-1	2004	25	РПН			0,0	0,0	87,29%	25	11	44%
		T-2	1989	16	РПН	12,49	6,25	14,0	87,3		25	26	104%
21	ПС 110/10/10кВ Восточная	T-1	2001	25	РПН			0,0	0,0	29,78%	25	14	56%
		T-2	1990	25	РПН	6,66	3,33	7,4	29,8		25	25	100%
22	ПС 110/10кВ Берег	T-1	2012	6,3	РПН	0,49	0,25	0,6	8,7	8,73%	25	3	12%

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. интв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

101

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
23	ПС 110/10/10кВ Газокомпрессорная	T-1	1982	40	РПН			0,0	0,0	0,00%	25	33	132%
		T-2	1982	40	РПН			0,0	0,0		25	33	132%
24	ПС 110/35/10кВ Стекольная	T-1		63				0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2		63				0,0	0,0		25		
25	ПС 110/27,5/10кВ Шамхал - Тяговая	T-1		40				0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2		40				0,0	0,0		25		
26	ПС 110/27,5/10кВ Манас - Тяговая	T-1		25				0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2		25				0,0	0,0		25		
	ПС 35кВ												
27	ПС 35/10кВ Радиоцентр	T-1	2015	6,3	РПН	5,71	2,86	6,4	101,4	378,52%	25	0	0%
		T-2	1995	2,5	РПН	2,75	1,38	3,1	123,1		25	20	80%
28	ПС 35/10кВ Карабудахкент	T-1	2008	6,3	РПН	5,04	2,52	5,6	89,4	213,54%	25	7	28%
		T-2	1991	4	РПН	2,6	1,3	2,9	72,7		25	24	96%
29	ПС 35/10/6кВ Алмало	T-1	2012	2,5	-	1,61	0,81	1,8	72,1	122,72%	25	3	12%
		T-2	1999	2,5	РПН	1,13	0,57	1,3	50,6		25	16	64%
30	ПС 35/10кВ Казанище	T-1	1993	4	РПН	3,35	1,68	3,7	93,7	203,57%	25	22	88%
		T-2	1975	2,5	-	1,2	0,6	1,3	53,7		25	40	160%
31	ПС 35/10кВ Согратль	T-1	2015	4	РПН	3,09	1,55	3,5		-	25	0	0%
32	ПС 35/10кВ Дженгутай	T-1	2007	4	РПН	3,02	1,51	3,4	84,4	199,57%	25	8	32%
		T-2	2008	4	РПН	4,12	2,06	4,6	115,2		25	7	28%
33	ПС 35/10кВ Такалай	T-1	1978	1,6	-			0,0	0,0	67,98%	25	37	148%
		T-2	1977	2,5	-	1,52	0,76	1,7	68,0		25	38	152%
34	ПС 35/10кВ Параул	T-1	2000	2,5	РПН	1,58	0,79	1,8	70,7	70,66%	25	15	60%
		T-2	1990	1,6	РПН			0,0	0,0		25	25	100%
35	ПС 35/10кВ Полигон Солнце	T-1	2012	2,5	РПН	1,29	0,65	1,4	57,8	223,25%	25	3	12%
		T-2	2014	6,3	РПН	3,7	1,85	4,1	65,7		25	1	4%
36	ПС 35/10кВ Сулак	T-1	2005	2,5	-	1,89	0,95	2,1	84,6	84,61%	25	10	40%
		T-2	1983	1,6	-			0,0	0,0		25	32	128%
37	ПС 35/10кВ НИИСХ	T-1	1999	2,5	РПН	1,25	0,63	1,4	56,0	-	25	16	64%
38	ПС 35/10кВ Тепличный Комбинат	T-1	2012	10	-	6,5	3,25	7,3	72,7	127,23%	25	3	12%
		T-2	2008	10	-	4,88	2,44	5,5	54,6		25	7	28%
39	ПС 35/6кВ Ленинкент	T-1	2005	6,3	-	3,57	1,79	4,0	63,4	63,39%	25	10	40%
40	ПС 35/10кВ Дурмаз	T-1	2007	1,6	-	0,26	0,13	0,3	18,2	18,17%	25	8	32%
41	ПС 35/10кВ Эрпели	T-1	1996	2,5	-	1,4	0,7	1,6	62,6	62,61%	25	19	76%
42	ПС 35/10кВ Гурбуки	T-1	2001	4	РПН	2,76	1,38	3,1	77,1	77,14%	25	14	56%
43	ПС 35/10кВ Халимбекаул	T-1	1990	4	-	2,68	1,34	3,0	74,9	74,91%	25	25	100%
44	ПС 35/10кВ Мулебки	T-2	1984	2,5	-	2,52	1,26	2,8	112,7	112,70%	25	31	124%
45	ПС 35/10кВ КПФ	T-1	2004	1,6	-	0,42	0,21	0,5	29,3	29,35%	25	11	44%
46	ПС 35/6кВ Аграханская	T-1	1989	2,5	-	0,21	0,11	0,2	9,5	9,48%	25	26	104%

Интв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Кол. уч.
Лист	№ док.
Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
47	ПС 35кВ ММЗ	н/д	н/д	н/д							25		
48	ПС 35кВ Стекловолокно	н/д	н/д	н/д							25		
49	ПС 35кВ Стеклозавод	н/д	н/д	н/д							25		
50	ПС 35кВ РТПЦ	н/д	н/д	н/д							25		
51	ПС 35кВ 3-д сепараторов	н/д	н/д	н/д							25		
52	ПС 35кВ СРЗ	н/д	н/д	н/д							25		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

103

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный срок (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ГЭС												
	ПС 110кВ												
1	ПС 110/35/10кВ Гергебиль	T-1	2014	25	РПН			0,0	0,0	49,19%	25	1	4%
		T-2	2014	25	РПН	11	5,5	12,3	49,2		25	1	4%
2	ПС 110/10кВ Леваша	T-1	2007	10	РПН	9,5	4,75	10,6	106,2	162,11%	25	8	32%
		T-2	2010	10	РПН	5	2,5	5,6	55,9		25	5	20%
3	ПС 110/35/10кВ Цудахар	T-1	2007	10	РПН	3,5	1,75	3,9	39,1	156,52%	25	8	32%
		T-2	2007	10	РПН	10,5	5,25	11,7	117,4		25	8	32%
4	ПС 110/10кВ Хунзах	T-1	2014	16	РПН	6,9	3,45	7,7	48,2	118,09%	25	1	4%
		T-2	2014	16	РПН	10	5	11,2	69,9		25	1	4%
5	ПС 110/35/10кВ Гуниб	T-1	2005	10	РПН	9,99	4,99	11,2	111,7	213,41%	25	10	40%
		T-2	2005	10	РПН	9,1	4,55	10,2	101,7		25	10	40%
6	ПС 110/35/10кВ Тлох	T-1	2014	10	РПН			0,0	0,0	41,15%	25	1	4%
		T-2	2014	10	РПН	3,72	1,76	4,1	41,2		25	1	4%
7	ПС 110/35/10кВ Акуша	T-1	2002	10	РПН	8,47	4,24	9,5	94,7	150,85%	25	13	52%
		T-2	2013	16	РПН	5,02	2,51	5,6	35,1		25	2	8%
8	ПС 110/35/10кВ Ботлих	T-1	1995	10	РПН	8	4	8,9	89,4	257,15%	25	20	80%
		T-2	2012	16	РПН	15	7,5	16,8	104,8		25	3	12%
9	ПС 110/35/10кВ Шамилское	T-1	2006	6,3	РПН	4,34	2,17	4,9	77,0	138,78%	25	9	36%
		T-2	2006	6,3	РПН	3,48	1,74	3,9	61,8		25	9	36%
10	ПС 110/35/10кВ Анцух	T-1	2006	10	РПН	6,4	3,2	7,2	71,6	172,18%	25	9	36%
		T-2	2006	10	РПН	9	4,5	10,1	100,6		25	9	36%
11	ПС 110/35/10кВ Миарсо	T-1	н/д	16		12,99	6,5	14,5	90,8	149,15%	25		
		T-2	н/д	16		8,35	4,18	9,3	58,4		25		
12	ПС 110/10кВ Аргвани	T-1	2007	6,3	РПН	1,54	0,77	1,7	27,3	27,33%	25	8	32%
13	ПС 110/10кВ Гидатль	T-1	2006	6,3	РПН	3,95	1,97	4,4	70,1	70,06%	25	9	36%
14	ПС 110/10кВ Заиб	T-1	2004	6,3	РПН	4,36	2,18	4,9	77,4	77,38%	25	11	44%
15	ПС 110/10/6кВ Карадах	T-1	2012	10	РПН	6,5	3,08	7,2	71,9	71,93%	25	3	12%
		T-2	1980	2,5	РПН			0,0	0,0		25	35	140%
16	ПС 110/10кВ Новый Ирганай	T-1	н/д	6,3		4,11	2,06	4,6	73,0	164,90%	25		
		T-2	н/д	6,3		5,18	2,59	5,8	91,9		25		
17	ПС 110/10кВ Тлайлух	T-1	2007	6,3	-	3,66	1,83	4,1	65,0	64,95%	25	8	32%
18	ПС 110/35/6кВ Ирганай ГПП	T-1	1984	16	РПН	16	8	17,9	111,8	195,66%	25	31	124%
		T-2	1984	16	РПН	12	6	13,4	83,9		25	31	124%
19	ПС 110/10кВ Гоцатлинская	T-1	2011	10	РПН	4,69	2,34	5,2	52,4	61,13%	25	4	16%
		T-2	2011	10	РПН	0,78	0,39	0,9	8,7		25	4	16%
20	ПС 110/35/6кВ Головной узел	T-1	2008	2,5	РПН			0,0	0,0	3,75%	25	7	28%
		T-2	2008	4	РПН		0,3	0,2	3,8		25	7	28%
21	ПС 110/10кВ Майданское	T-1	н/д	10	РПН					0,00%	25		0%
	ПС 35кВ												
22	ПС 35/10кВ Агвали	T-1	1998	4	РПН	3,11	1,55	3,5	86,9	208,74%	25	17	68%
		T-2	2012	6,3	РПН	4,36	2,18	4,9	77,4		25	3	12%
23	ПС 35/10кВ Анди	T-1	2011	6,3	РПН	6,01	3,01	6,7	106,7	106,69%	25	4	16%

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. интв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

104

Продолжение приложения Б

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Полная мощность, МВА	Наличие РПН	2015 год					Проектный срок (нормативный) срок службы, лет	2015 г.	
						Макс. мощность Р в ЗРД, МВт	Макс. мощность Q в ЗРД, Мвар	Макс. нагруз. в ЗРД, 17.06.2014г, МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %		Срок службы, лет	Износ оборудования, %
24	ПС 35/10кВ Бежта	T-1	2005	2,5	РПН	2,17	1,09	2,4	97,1	97,13%	25	10	40%
25	ПС 35 /10кВ Вачи	T-1	2002	4	РПН	3,55	1,77	4,0	99,2	99,17%	25	13	52%
26	ПС 35/10кВ ГКЗ	T-1	2011	6,3	РПН	5,34	2,67	6,0	94,8	184,35%	25	4	16%
		T-2	2005	6,3	РПН	5,05	2,52	5,6	89,6		25	10	40%
27	ПС 35/10кВ Зуберха	T-1	2003	1,6	-	1,35	0,68	1,5	94,5	94,47%	25	12	48%
		T-2	2013	1	-			0,0	0,0		25	2	8%
28	ПС 35/10кВ Игали	T-1	2006	1,6	РПН	1,97	0,99	2,2	137,8	137,80%	25	9	36%
29	ПС 35/10кВ Карата	T-1	2015	10	РПН	6,51	3,25	7,3	72,8	72,76%	25	0	0%
30	ПС 35/10кВ Кидеро	T-1	2012	4	-	3,19	1,59	3,6	89,1	89,11%	25	3	12%
31	ПС 35/10кВ Кумух	T-1	2011	4	РПН	3,16	1,58	3,5	88,3	171,84%	25	4	16%
		T-2	1986	4	РПН	2,99	1,49	3,3	83,5		25	29	116%
32	ПС 35/10кВ Мехельта	T-1	2002	4	-	3,87	1,94	4,3	108,2	108,23%	25	13	52%
33	ПС 35/10кВ Наци	T-1	1995	1	-	0,37	0,19	0,4	41,6	41,59%	25	20	80%
34	ПС 35/10кВ Прогресс	T-1	2005	4	РПН	2,34	1,17	2,6	65,4	65,40%	25	10	40%
35	ПС 35/10кВ Сагри	T-1	2011	2,5	-	1,95	0,98	2,2	87,3	87,30%	25	4	16%
36	ПС 35/10кВ Согратль	T-1	2007	2,5	РПН	1,81	0,91	2,0	81,0	81,04%	25	8	32%
37	ПС 35/10кВ Ташкапур	T-1	2006	5,6	-	4,49	2,25	5,0	89,7	89,68%	25	9	36%
		T-2	2006	2,5	РПН			0,0	0,0		25	9	36%
38	ПС 35/10кВ Тлярата	T-1	2011	4	РПН	3,27	1,64	3,7	91,5	242,57%	25	4	16%
		T-2	2005	2,5	РПН	2,15	1,08	2,4	96,2		25	10	40%
39	ПС 35/10кВ Унцукуль	T-1	2011	10	РПН	8,21	4,11	9,2	91,8	176,56%	25	4	16%
		T-2	2011	10	РПН	7,58	3,79	8,5	84,7		25	4	16%
40	ПС 35/10кВ Цуриб	T-1	2011	6,3	РПН	6,53	3,27	7,3	115,9	115,92%	25	4	16%
41	ПС 35/10кВ Шаури	T-1	2007	2,5	-	2,07	1,04	2,3	92,7	92,66%	25	8	32%
42	ПС 35/10кВ Эчеда	T-1	2008	2,5	РПН	1,32	0,62	1,5	58,3	58,33%	25	7	28%
43	ПС 35/10кВ Роббинс	T-1	н/д	4		0,89	0,44	1,0	24,8	24,82%	25		
44	ПС 35/10кВ Шамилькала	T-1	н/д	10				0,0	0,0	0,00%	25		
		T-2	н/д	10				0,0	0,0		25		
45	ПС 35/6кВ Тоннельная-2	T-1	н/д	3,2				0,0	0,0	0,00%	25		
46	ПС 35/10кВ Южный Портал	T-1	н/д	2,5				0,0	0,0	0,00%	25		
47	ПС 35/10кВ Северный Портал	T-1	н/д	2,5				0,0		0,00%	25		
48	ПС 35кВ Очистные сооружения	н/д	н/д	н/д				0,0		#ЗНАЧ!	25		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Приложение В
Перечень действующих ВЛ 35-110 кВ на территории Республики Дагестан и их основные характеристики

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	I, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
1	Л-101 ПС Чирюрт 330 - ПС Артем	110	1961	АС-185	29,00	30	27,5	137,4	54
2	Л-102 ПС Чирюрт 330 - ПС Артем	110	1977	АС-185	30,70	30	26,5	132,3	38
3	Л-201 ПС Артем - ПС Шамхал	110	1961	АС-185	12,80	30	56,9	306,4	54
4	Л-202 ПС Артем - ПС Шамхал - Тяговая	110	1977	АС-185	11,00	30	39,3	211,2	38
5	Л-203 ПС Артем - ПС Компас	110	1966	АС-185	6,50	30	42,2	224,2	49
6	Л-204 ПС Артем - ПС Буйнакс-1	110	1966	АС-185	23,50	30	19,1	134,4	49
7	Л-103 Каспийская ТЭЦ - ПС Восточная	110	1962	АС-120, АС-150	11,80	30	14,1	80,0	53
8	отпайка от Л-103 - ПС НС-1	110	1980	АЖ-120, АС-150	4,30	30	0,0	0,0	35
9	отпайка от Л-103 - ПС ЗТМ	110	1980	АС-150, АС-185	1,30	30	0,0	0,0	35
10	отпайка от Л-103 - ПС Берег	110	2012	АС-150	0,38	30	0,0	0,0	3
11	Л-104 ПС Манас-Тяговая - ПС Изберг Северная	110	1949	АС-150	27,00	30	45,8	244,6	66
12	отпайка от Л-104 - ПС Рассвет	110	1982	АС-120	1,80	30	12,3	70,3	33
13	Л-112 КТЭЦ - ПС Восточная	110	1967	АС-150, АС-120, М-70	13,00	30	23,5	130,9	48
14	отпайка от Л-112 - ПС НС-1	110	1980	АС-150, АЖ-120	4,30	30	2,0	11,0	35
15	отпайка от Л-112 - ПС ЗТМ	110	2002	АС-120	1,30	30	13,3	74,9	13
16	отпайка от Л-112 - ПС Берег	110	2012	АС-150	0,23	40	0,5	2,7	3
17	Л-113 ПС Махачкала 330 - ПС Изберг Северная	110	1966	АС-150	31,50	30	55,5	290,0	49
18	отпайка от Л-113 - ПС Рассвет	110	1982	АС-120	1,80	30	0,0	0,0	33
19	отпайка от Л-113 - ПС НС-II	110	1986	АС-150	2,20	30	0,7	3,9	29
20	Л-116 ПС ГПП - ПС Новая	110	1962	АС-150, АС-120	3,15	30	19,8	113,2	53
21	Л-117 ПС Буйнакс II - ПС Чиркей ГПП	110	1970	АС-150	36,00	30	28,1	151,3	45
22	отпайка от Л-117 - ПС Н. Чиркей	110	1970	АС-150	0,70	40	5,8	31,5	45
23	Л-125 КТЭЦ - ПС Махачкала 330	110	1974	АС-150, АС-120, АС-185	11,30	30	32,5	183,3	41
24	отпайка от Л-125 на ПС Очист. Сооруж	110	1993	АС-95, АС-120	2,20	30	0,0	0,0	22
25	Л-126 КТЭЦ - ПС Махачкала 330	110	1966	АС-150, АС-185, М-70	11,30	30	29,1	162,4	49
26	отпайка от Л-126 на ПС Очист. Сооруж	110	1993	АСК-95	2,20	30	8,9	49,9	22
27	Л-129 ПС Шамхал - ПС ГПП	110	1961	АСК-150, АС-185	20,00	30	17,1	95,9	54
28	Л-130 ПС Махачкала I - ПС ГПП	110	1977	АС-150	8,60	30	0,7	8,0	38
29	Л-134 ПС Шамхал - Тяг. - ПС Махачкала I	110	1977	АС-150	21,00	30	36,3	194,0	38
30	Л-142 ПС Махачкала 330 - ПС Манас - Тяговая	110	1977	АС-150, АС-185	16,00	30	47,6	255,7	38
31	отпайка Л-142 на ПС НС-II (не действ.)	110	1977	АС-150	2,20	30	-	-	38
32	Л-144 ПС Махачкала 330 - ПС ГПП	110	1978	АС-150	25,50	30	23,8	134,1	37
33	отпайка Л-144 на ПС Юго-Восто-я	110	1982	АС-150	2,00	40	6,8	37,9	33
34	Л-145 ПС Махачкала 330 - ПС ГПП	110	1978	АС-150	25,50	30	21,3	120,4	37
35	Л-150 ПС Буйнакс II - ПС Восточная	110	1980	АС-240	50,70	30	16,5	83,9	35
36	Л-152 ПС ГПП - ПС ЦПП	110	2002	АС-150, АС-185	3,40	30	22,1	124,3	13

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	I, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
37	Л-153 ПС Чирюрт 330 - ПС Компрессорная	110	1982	АС-185	3,70	30	0,0	0,0	33
38	Л-154 ПС Чирюрт 330 - ПС Компрессорная	110	1982	АС-185	3,70	30	0,0	1,5	33
39	Л-155 ПС ГПП - ПС Компас	110	1966	АС-150	6,70	30	22,7	122,7	49
40	Л-160 ПС Буйнакск I - ПС Буйнакск II	110	1970	АС-240	9,00	30	24,4	156,0	45
41	Л-163 Миатлинская ГЭС - ПС Буйнакск II	110	1981	АС-240	43,40	30	27,5	148,8	34
42	Л-171 ПС Восточная - ПС Новая	110	1962	АС-120, АС-150	6,00	30	16,6	94,6	53
43	Л-172 ПС Восточная - ПС ЦПП	110	2002	АС-150, АС-120, АС-185	11,15	30	8,8	48,4	13
44	отпайка Л-172 на ПС Юго-Восточная	110	1982	АС-150	2,00	30	5,9	33,1	33
45	Л-173 ПС Восточная - ПС Махачкала 330	110	1981	АС-240	17,70	30	27,4	171,6	34
46	Л-174 ПС Восточная - ПС Приозёрная	110	1990	АСК-120	6,10	30	22,2	125,5	25
47	Л-175 ПС Восточная - ПС Приозёрная	110	1990	АСК-120	6,10	30	10,9	61,3	25
48	Л-177 ПС Изберг Сев. - ПС Сергокала	110	1972	АС-120	35,60	30	49,1	265,8	43
49	Л-182 ПС Сергокала - ПС Леваши	110	1997	АС-120	35,00	30	42,0	239,1	18
50	Л-1 ПС Приозёрная - ПС Стекловолокно	35	1986	АС-120	2,76	30	6,62	115,00	29
51	Л-2 ПС Приозёрная - ПС Стекловолокно	35	1986	АС-120	2,76	30	0,00	0,00	29
52	отпайка Л-2 на ПС МТЭЦ	35	1986	АС-120	1,00	30	7,90	133,00	29
53	Л-5 ПС Приозёрная - ПС Маш. Завод	35	1986	АС-120	2,50	30	2,23	39,00	29
54	Л-6 ПС Новая - МТЭЦ	35	1986	АС-120, АС-95	3,00	30	7,57	140,00	29
55	Л-7 ПС Приозёрная - ПС Маш. Завод	35	1990	АС-120	2,50	30	0,00	0,00	25
56	отпайка Л-7 на ПС ЗТМ не действ.	35	1972	АС-95, АСК-120, АС-120	10,30	30	-	-	43
57	Л-8 ПС Буйнакск I - ПС Токолай	35	1976	АС-95, АС-120, М-70	13,00	30	12,75	229,00	39
58	Л-12 ПС Махачкала I - ПС Тепл. Комбинат	35	1976	АСК-95	4,55	30	11,16	200,00	39
59	Л-14 ПС Буйнакск I - ПС Н. Дженгутай	35	1974	АС-95, АС-70	18,66	30	12,19	219,00	41
60	Л-15 ПС Буйнакск II - ПС Унцукуль	35	1974	АС-95, АС-70	23,35	30	1,42	25,00	41
61	Л-16 ПС Н. Дженгутай - ПС Параул	35	1976	АС-70	11,50	30	0,00	0,00	39
62	Л-17 ПС Параул - ПС Карабудахкент	35	1976	АС-70	20,00	30	1,80	31,00	39
63	Л-18 ПС Рассвет - ПС Карабудахкент	35	1971	АС-70	14,30	30	10,30	168,00	44
64	Л-22 ПС Ленинкет - ПС Шамхал	35	1968	АС-70, АС-120	11,50	30	8,72	152,00	47
65	Л-23 ПС Шамхал - ПС Гл. Сулак	35	1990	АС-70, АС-50, АС-95	36,00	30	11,79	206,00	25
66	отпайка Л-23 на ПС Даг. НИИСХа	35	1990	АС-70	6,00	30	1,90	36,00	25
67	отпайка Л-23 на ПС Поли-н Солнце	35	1990	АС-70	9,50	30	4,10	82,00	25
68	Л-24 ПС Шамхал - ПС Алмало	35	1971	АСК-70	20,60	30	3,25	57,00	44
69	отпайка Л-24 на ПС Стекольный	35	2012	АС-70	0,15	40	0,00	0,00	3
70	Л-25 ПС Буйнакск I - ПС Буйнакск II	35	1974	АС-70, АС-95	5,95	30	0,00	0,00	41
71	Л-26 ПС Теплич. Комбинат - ПС Радиоц-р	35	1948	АС-120, АС-95, М-70	9,20	30	0,00	0,00	67
72	отпайка Л-26 на ПС 3-д Сепарато-в	35	1979	М-70	0,8	40	0	0	36

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	I, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
73	Л-27 ПС Такалай - ПС Радиоцентр	35	1977	АС-120, АС-95, М-70, АСК-120	25	30	7,7	130	38
74	Л-29 ПС Изберг Сев. - ПС Даг. ЗЭТО	35	1965	АС-95, АС-70	3	30	0	0	50
75	Л-30 ПС Сергокала - ПС Мулебки	35	1983	АС-70	16	30	2,61	48	32
76	Л-31 ПС Глав. Сулак - ПС Аграханское	35	1984	АС-70, АС-50	18,9	30	0	0	31
77	Л-32 ПС Рассвет - ПС Гурбуки	35	1965	АС-70	13,6	30	0		50
78	Л-33 ПС Шамхал - ПС Птицефабрика	35	1984	АС-95	6	30	0,93	16	31
79	Л-34 ПС Шамхал - ПС Дурмаз	35	1984	АС-70	19,2	30	0,51	9	31
80	Л-170 ПС Чиркей ГПП - ПС Ирганай	110	1981	АС-150	36,6	30	19,8	98,2	34
81	Л-135 ПС Чирюрт 330 - ПС Карланюрт - Тяговая	110	1978	АС-150	15,8	30	61,3	321,4	37
82	Л-136 ПС Карланюрт - Тяговая - ПС Акташ	110	1978	АС-150	12,8	30	56,6	294,3	37
83	Л-137 Чирюрт - ГЭС - ПС Акташ	110	1978	АС-150	23,1	30	57,5	298,8	37
84	Л-138 ПС Миатлы - ПС Чиркей ГПП	110	1966	АС-150	10,1	30	31,5	176,6	49
85	Л-139 ПС Акташ - ПС Сулевкент	110	1964	АС-240, АС-120	25,6	30	54,5	299,3	51
86	Л-169 ПС Сулевкент - ПС Бабаюрт	110	2009	АС-150	18,6	30	49,1	281,8	6
87	Л-140 ПС Акташ - ПС Кизляр - II	110	1980	АС-150	81,7	30	7,6	41,1	35
88	Л-111 Чирюрт - ГЭС - ПС Миатлы	110	1966	АС-240	15,6	30	43,0	229,2	49
89	Л-109 ПС Бабаюрт - ПС Кизляр	110	1964	АС-150, АС-120, АС-95	33,0	30	27,3	157,3	51
90	Л-119 Чирюрт ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1961	АС-240	5,3	30	66,3	338,1	54
91	Л-120 Чирюрт ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1962	АС-240	5,3	30	74,3	383,0	53
92	Л-132 ПС Ярыксу - ПС Акташ	110	1981	АС-185	9,3	30	5,1	60,7	34
93	Л-167 ПС Дылым - ПС Тлох	110	1977	АС-150	42,8	40	59,7	333,4	38
94	Л-162 Миатлы ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1985	АС-240	14,5	30	25,8	137,2	30
95	Л-161 Миатлы ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1985	АС-240	14,5	30	27,9	149,7	30
96	Л-163 Миатлы ГЭС - ПС Буйнакск	110	1985	АС-240	6,8	30	27,5	152,9	30
97	Л-164 Миатлы ГЭС - ПС Чиркей ГПП	110	1986	АС-300	12,6	40	83,6	429,7	29
98	Л-166 ПС Миатлы - ПС Дылым	110	1986	АС-150	22,0	40	71,3	387,3	29
99	Л-168а ПС Татаюрт - ПС Дзержинское	110	1987	АС-120	27,3	30	демон.	-	28
100	Л-168 ПС Бабаюрт - ПС Львовская	110	1986	АС-120	45,9	30	6,0	36,3	29
101	Л-106 Каскад ЧГЭС - ПС Кизилюрт ГЩЗ	110	1957	АС-185	5,7	30	55,1	291,5	58
102	Л-176 ПС Ярыксу - ПС Кизилюрт ГЩЗ	110	1956	АС-185	21,2	30	47,3	250,5	59
103	Л-0 Чирюрт ГЭС-I - ГЭС - II	110	1964	АС-120	1,0	40			51
104	Л-184 Чирюрт ГЭС - Гельбах ГЭС	110	1998	АС-240, АС-2х300, АС-150	2,4	30	63,8	354,9	17
105	Л-185 ПС Ярыксу - ПС Сулак	110	1998	АС-240, АС-2х300	20,0	30	62,7	350,0	17
106	Л-199 Гельбах ГЭС - ПС Сулак	110	1998	АС-240, АС-2х300, АС-185	6,58	30	63,8	357,1	17

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	І, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
107	Л-2Ц ПС Чиркей ГПП - ПС Дубки	35	1968	АС-95	5,94	40	1,74	30	47
108	Л-6Ц ПС Чиркей ГПП - ПС Дубки	35	1968	АС-95	5,94	40	0	0	47
109	Л-1В ПС Янгильбай - ПС Некрасовка	35	1979	АС-50	16,8	30	0,5	8	36
110	Отпайка Л-18А на п/с "Шава"	35	1979	АС-50	4,6	30	0,5	8	36
111	Л-34 ПС Димитрова - ПС Аксай	35	1964	АС-70	23,2	30	3,8	65	51
112	Л-30 ПС Ярыксу - ПС Димитрова	35	1986	АС-50	6,5	30	9,32	163	29
113	Л-32 ПС Дылым - ПС Гертма	35	1986	АС-70	10,3	30	0,34	6	29
114	Л-31 ПС Ярыксу - ПС Андрейаул	35	1966	АС-50	11,1	30	0	0	49
115	Л-36 ПС Бабаюрт - ПС Татаюрт	35	1969	АС-50	22,5	30	0	0	46
116	Л-37 ПС Дружба - ПС Акбулатюрт	35	1984	АС-50	10,4	30	1,7	31	31
117	Л-38 ПС Андрейаул - ПС Дылым	35	1966	АС-50	19,2	30	2,86	50	49
118	Л-39 ПС Дагестан - ПС Дружба	35	1964	АС-50, АС-70	16,0	30	3,4	59	51
119	Л-40 ПС Аксай - ПС Дружба	35	1972	АС-70	8,5	30	0	0	43
120	Л-42 ПС Ярыксу - ПС Новокули	35	1974	АС-50	11,0	30	4,75	83	41
121	Л-43 ПС Львовская - ПС Гулькутан	35	1975	АС-70	14,1	30	0	0	40
122	Л-44 ПС Акташ - ПС Консервный завод	35	1972	АС-70	1,8	30	0,98	17	43
123	Л-45 ПС Татаюрт - ПС Львовская	35	1975	АС-70	25,8	30	3,26	57	40
124	Л-46 ПС Татаюрт - ПС Тамаза-Тюбе	35	1969	АС-50	15,5	30	1,5	26	46
125	Л-52 ПС Акташ - ПС Дагестан	35	1972	АС-70	12,2	30	7,13	123	43
126	Л-53 ПС Бабаюрт - ПС Туршунай	35	1977	АС-50	8,4	30	6,86	120	38
127	Л-54 ПС Туршунай - ПС Хамаматюрт	35	1977	АС-50	15,1	30	3,0	54	38
128	Л-57 ПС Бабаюрт - ПС Янгильбай	35	1977	АС-50	16,4	30	1,48	26	38
129	Л-58 ПС Дружба - ПС Чагаротар	35	1977	АС-50	7,5	30	0	0	38
130	Л-59 ПС Чагаротар - ПС Хамаматюрт	35	1977	АС-50	18,1	30	0,4	8	38
131	Л-61 ПС Ярыксу - ПС Консервный завод	35	1972	АС-70	8,1	30	0	0	43
132	Л-62 ПС Тамаза-Тюбе - ПС Новая Коса	35	1980	АС-70	19,6	30	0,3	7	35
133	Л-63 ПС Акташ - ПС Костек	35	1981	АС-70	22,2	30	7,3	126	34
134	Л-64 ПС Туршунай - ПС Караузек	35	1981	АС-70	11,8	30	1,5	29	34
135	Л-65 ПС Караузек - ПС Свердлова	35	1982	АС-70	15,1	30	0,9	19	33
136	Л-67 ПС Казийорт - ПС Костек	35	1986	АС-70	21,3	30	0,3	6	29
137	Л-70 ПС Дзержинская - ПС Аликазган	35	1987	АС-70	12,4	30	0	0	28
138	Л-71 ПС Тамаза-Тюбе - ПС Дзержинская	35	1987	АС-70	15,5	30	0	0	28
139	Л-33 ПС Дагестан - ПС Сивух	35	1989	АС-70	9,5	30	1,5	27	26
140	Л-31а ПС Львовская - ПС Аграханская	35	1989	АС-120	28,1	30	1,71	30	26
141	Л-105 ПС Изберг С - ПС Дербент330	110	1958	АС-120	78,07	30	21,3	127,8	57
142	отпайка Л-105 на ПС Мамедкала	110	н/д	АС-120	0,03	30	15,9	89,7	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

109

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	I, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
143	отпайка Л-105 на ПС Огни	110	н/д	АС-120	1,8	30	4,8	27,6	
144	отпайка Л-105 на ПС Изберг Юж	110	н/д	АС-120	0,05	30	0,0	0,5	
145	отпайка Л-105 на ПС Каякент	110	н/д	АС-120	0,35	30	4,9	28,6	
146	Л-107 ПС Дербент 330 - ПС Белиджи	110	1963	АС-120	26,7	30	37,7	204,5	52
147	отпайка Л-107 на ПС Самур	110	н/д	АС-120	7	30	0,0	0,5	
148	отпайка Л-107 на ПС Дербент Тяг.	110	н/д	АС-120	2,4	30	2,9	17,2	
149	отпайка Л-107 на ПС Араблинка	110	н/д	АС-120	1,3	30	1,1	6,2	
150	Л-108 ПС Белиджи - ПС Советская	110	1965	АС-70	17	30	24,2	131,4	50
151	Л-121 ПС Магорамкент - ПС Усухчай	110	1973	АС-70, АС-185	45,00	30	21,5	121,3	42
152	Л-115 ПС Каякент -Т. - ПС Дербент 330	110	1967	АС-120, АС-150	57,25	30	20,9	126,8	48
153	Отпайка Л-115 на ПС Каякент	110	н/д	АС-120	0,8	30	2,1	12,2	
154	Отпайка Л-115 на ПС Мамедкала	110	н/д	АС-120	1,2	30	13,9	80,2	
155	Отпайка Л-115 на ПС Огни	110	н/д	АС-120	2,3	30	6,6	38,0	
156	Л-122 ПС Дербент 330 - ПС Белиджи	110	1965	АС-120	26,78	30	34,9	188,6	50
157	отпайка Л-122 на ПС Самур	110	н/д	АС-120	6,8	30	0,0	0,5	
158	отпайка Л-122 на ПС Дербент - Тяг.	110	н/д	АС-120	2,4	30	0,0	0,0	
159	отпайка Л-122 на ПС Араблинка	110	н/д	АС-120	1,8	30	1,4	7,9	
160	Л-124 ПС Дербент330 - ПС Дербент С	110	1974	АСК-150	4,4	40	0,0	0,0	41
161	Л-123 ПС Дербент330 - ПС Дербент С	110	1974	АСК-150, АС-120	5,6	30	14,5	81,8	41
162	Л-143 ПС Изберг Сев. - ПС Каякент Тяг.	110	1967	АС-120	27,2	30	1,9	20,9	48
163	Отпайка Л-143 на ПС Изберг Ю	110	н/д	АС-120	0,05	30	6,8	37,0	
164	Л-207 ПС Оруджба - ПС Тагиркент	110	1980	АС-95, АС-120	8,1	30	26,8	150,6	35
165	Л-148 ПС Белиджи -ПС Тагиркент	110	1980	АС-95, АС-120	6,95	30	27,1	151,0	35
166	Л-151 ПС Касумкент - ПС Магарамкент	110	1967	АС-70, АС-95	24,5	30	8,5	46,5	48
167	Л-156 ПС Дербент 330 - ПС Геджух	110	1983	АС-120	20	30	1,7	8,7	32
168	Отпайка Л-156 ПС Дербент 3	110	н/д	АС-120	2,9	30	1,7	9,4	
169	Л-157 ПС Дербент 330 - ПС Геджух	110	1983	АС-120	20	30	0,0	0,0	32
170	Отпайка Л-157 ПС Дербент 3	110	н/д	АС-120	2,9	30	7,4	40,7	
171	Л-178 ПС Советская - ПС Касумкент	110	1981	АС-70	12,5	30	21,9	120,8	34
172	Л-179 ПС Тагиркент - ПС Магарамкент	110	1983	АС-95, АС-70	25,25	30	23,1	130,7	32
173	Отпайка Л-179 ПС Морская	110	н/д	АС-95	0,02	30	0,8	4,6	
174	Л-186 ПС Курах - ПС Ахты	110	1987	АС-95, АС-70	22,3	40	0,0	0,0	28
175	Л-191 ПС Касумкент - ПС Курах	110	1968	АС-95,АС-70, АС-50	46,99	30	5,6	32,1	47
176	Отпайка Л-191 на ПС Капир	110	н/д	АС-70	0,01	30	0,8	4,9	
177	Л-192 ПС Мамедкала - ПС Кайтаг	110	1968	АС-70	28	30	11,3	69,0	47
178	Отпайка Л-192 на Родниковая	110	н/д	АС-70	0,67	30	13,95	78,0	

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	І, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
179	Л-194 ПС Усухчай - ПС Ахты	110	1973	АС-70, АС-185	16,00	30	16,5	96,6	42
180	Л-28 ПС Изберг Сев. ПС Первомайская	35	1965	АС-70, АС-95	13,50	30	4,49	83,00	50
181	Л-22 ПС Первомайск - ПС Утамыш	35	1965	АС-70	17,5	30	1,3	24	50
182	Отпайка Л-22 на ПС Утамыш С.	35	н/д	АС-70	0,3	30	1	17	
183	Л-23 ПС Уркарах нов. - ПС Кубачи	35	1973	АС-50	9,2	40	2,7	48	42
184	Л-24 ПС Уркарах Ст. - ПС Уркарах Н.	35	1968	АС-95	0,8	40	5,77	103	47
185	Л-30 ПС Кайтаг - ПС Маджалис	35	2004	АС-70	1,4	30	4,21	75	11
186	Л-32 ПС Мамедкала - ПС Ерси	35	1973	АС-70	30,1	30	4,79	80	42
187	Л-33 ПС Кайтаг - ПС Уркарах ст.	35	1967	АС-95	19,77	30	6,61	120	48
188	Л-34 ПС Кубачи - ПС Уркута	35	1973	АС-50	6,8	30	1,01	19	42
189	Л-35 ПС Касумкент - ПС Набережная	35	1967	АС-50	5,8	30	3,97	70	48
190	Л-38 ПС Курах - ПС Тпиг	35	1968	АС-50, АС-70	33,00	40	2,97	50,00	47
191	Л-39 ПС Тпиг - ПС Чираг	35	1979	АС-70	27,3	40	0	0	36
192	Л-40 ПС Ахты - ПС Рутул	35	1967	АС-50	30,57	40	11,13	186	48
193	Отпайка Л-40 ПС Заря	35	н/д	АС-50	0,01	30	1,7	29	
194	Отпайка Л-40 ПС Зрых	35	н/д	АС-50	0,02	30	0,9	17	
195	Л-41 ПС Рутул - ПС Лучек	35	1971	АС-50	15	40	2,8	51	44
196	Л-42 ПС Белиджи - ПС Сыртыч	35	1974	АС-70	16,88	30	3,96	67,8	41
197	Л-43 ПС Сыртыч - ПС Цанак	35	1978	АС-50	22	30	0,57	10	37
198	Л-44 ПС Ерси - ПС Хучни	35	1984	АС-70	9,15	30	3,78	66	31
199	Л-45 ПС Мамедкала - ПС Джимикент	35	1979	АС-50	11,5	30	4,49	75	36
200	Л-46 ПС Джимикент - ПС Капкаякент	35	1980	АС-50	21,6	30	2,18	40	35
201	Л-47 ПС Сыртыч - ПС Сардаркент	35	1979	АС-50	21,7	30	2,69	45	36
202	Л-48 ПС Сардаркент - ПС Хив	35	1968	АС-50	12,6	30	0	0	47
203	Л-49 ПС Цанак - ПС Хучни	35	1978	АС-50	15,8	30	0	0	37
204	Л-53 ПС Капкаякент - ПС Утамыш	35	1990	АС-70	23,4	30	0,58	10	25
205	Л-54 ПС Белиджи - ПС Пионер	35	2000	АС-70	1,49	30	0,46	7,9	15
206	Отпайка Л-54 ПС Пионер 2	35	н/д	АС-70	0,01	30	0,3	5	
207	Л-55 ПС Набережная - ПС Сардаркент	35	1967	АС-50	9,2	30	2,46	45	48
208	Отпайка Л-55 на ПС Кировская	35	н/д	АС-50	2,3	30	1	17	
209	Л-50 ПС Кайтаг - ПС Шиляги	35	1986	АС-70	7,82	40	0,53	9	29
210	Л-52 ПС Уркута - ПС Наци	35	1990	АС-95, АС-120	9,4	40	0	0	25
211	Л-88 ПС Кочубей - ПС Затеречная	110	1995	АС-150, АС-120	115,3	30	22,9	123,9	20
212	Л-181 ПС Артезан - ПС Джильгита	110	1980	АСК-120	30,5	30	15,7	81,0	35
213	Л-165 ПС Кизляр II - ПС Кочубей	110	1986	АСК-150	71,3	30	15,7	83,8	29

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

111

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	И, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
214	Л-147 ПС Кизляр 2 - ПС Александрия	110	1980	АС-120	34	30	6,6	38,4	35
215	Л-146 ПС Кизляр 1 - ПС Кизляр 2	110	1980	АС-185	8,15	30	0,0	0,0	35
216	Л-141 ПС Кочубей - ПС Артезан	110	1976	АС-120	76,08	30	15,7	79,8	39
217	отпайка Л-141а на ПС К. Маркса	110	1976	АСК-120	1,5	30	0,0	0,0	39
218	отпайка Л-131 на ПС Таловка	110	1977	АСКП-70	6,4	30	0,6	3,7	38
219	Л-131 ПС Тарумовка - ПС Кочубей	110	1977	АС-120	37,2	30	13,5	78,7	38
220	отпайка Л-127 на ПС Арсланбек	110	1979	АСКП-70	1,5	30	0,5	3,0	36
221	Л-127 ПС Тарумовка - ПС Т.Мектеб	110	1974	АСК-70	60,7	30	8,4	51,8	41
222	Л-114 ПС Кизляр-2 - ПС Тарумовка	110	1967	АС-185, АС-120	36,85	30	1,5	8,1	48
223	отпайка Л-114 на ПС Калиновка	110	1980	АСКП-120	1,1	30	1,5	8,7	35
224	отпайка Л-102 на ПС Коминтерн	110	1995	АС-95	0,39	30	0,2	1,2	20
225	Л-6А ПС Серебряковка - ПС Б. Арешевка	35	1974	АСК-50	18,9	30	2,95	56	41
226	Л-6 ПС Кизляр II - ПС Серебрякова	35	1974	АС-70, АСК-50	13,5	30	3,85	69	41
227	Л-5 ПС Кизляр I - ПС Октябрьская	35	1975	АС-50	9,1	30	0	0	40
228	Л-4 ПС Александрия - ПС Крайновка	35	1968	АС-70, АС-95	25,00	30	2,60	47,00	47
229	Л-3А ПС Михеевка - ПС КЭАЗ	35	1962	АС-70	6,7	30	0,9	16	53
230	Л-3 ПС Кизляр I - ПС Михеевка	35	1962	АС-70	13,8	30	2,55	46	53
231	Л-2 ПС Кизляр I - ПС Кизляр II	35	1967	АСК-95	8,15	30	0	0	48
232	Л-18 ПС Янгильбай - ПС Некрасовка	35	1979	АСКП-50	7,9	30	0	0	36
233	Л-17 ПС Привольная - ПС КЭАЗ	35	1978	АС-70, АС-50	14,25	30	0	0	37
234	Л-16 ПС Кочубей - ПС Кормосовхоз	35	1978	АСКП-50	16,9	30	10,7	197	37
235	Л-15 ПС Кизляр I - ПС Октябрьская	35	1975	АС-50	9,1	30	1,5	24	40
236	Л-12 ПС Т.Мектеб - ПС Ногайская	35	1978	АСКП-50	33	30	0	0	37
237	Л-11 ПС Тарумовка - ПС Привольная	35	1977	АС-70	11,43	30	0,57	10	38
238	Л-10 ПС Ч. Буруны - ПС Карагас	35	1976	АС-70	29,3	30	7,2	125	39
239	Л-9 ПС Т. Мектеб - ПС Ч. Буруны	35	1976	АС-70	25,4	30	0	0	39
240	Л-8 ПС Александрия - ПС Черняевка	35	1978	АС-50	13	30	2,21	40	37
241	отпайка Л-7 от ЗА на ПС Хуцеевка	35	1974	АС-70	11	30	0,9	16	41
242	Л-55А ПС Кизляр I - ПС Бороздиновка	35	1960	АС-95	13,5	30	0,45	8	55
243	Л-32 ПС Б. Арешевка - ПС С. Коса	35	1991	АСКП-70	35,6	30	0,5	9	24
244	Л-30 ПС Кумли - ПС Кыстырган	35	1988	АС-70	20,1	30	0	0	27
245	Л-27 ПС Б. Орешевка - ПС Брянск	35	1986	АСКП-70	30,2	30	1	19	29
246	Л-26 ПС Т. Мектеб - ПС Кумли	35	1983	АС-50	27,1	30	0,2	4	32
247	Л-25 ПС Т. Мектеб - ПС Кунбатор	35	1981	АСКП-70	27,3	30	2,17	42	34
248	Л-23 ПС Кизляр II - ПС Некрасовка	35	1967	АСКП-95	13,65	30	1,1	23	48

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

112

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	I, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
249	Л-22 ПС Кочубей - ПС 22 Партсезд	35	1980	АСКП-50	28,2	30	0,15	3	35
250	Л-21 ПС Некрасовка - ПС Александрия	35	1967	АС-95	20,6	30	7,73	156	48
251	Л-20 ПС Б. Орешевка - ПС Огузер	35	1979	АСК-70	16,2	30	0	0	36
252	Л-19 ПС Черняевка - ПС Огузер	35	1979	АСКП-70	14,5	30	0,7	12	36
253	Л-31 ПС Т. Мектеб - ПС Карагас	35	н/д	АС-70	21,1		0	0	
254	Л-118 ПС Буйнакс - ПС Гергебиль	110	1971	АС-185, АС-240	43,91	40	7,6	78,7	44
255	Л-133 ПС Гергебиль – ПС Цудахар	110	1972	АС-95	21,5	40	0,0	0,0	43
256	Л-158 ПС Гергебиль - Гунибская ГЭС	110	1962	АС-150	7,2	40	26,4	150,0	53
257	Л-159 ПС Хунзах - ПС Тлох	110	1965	АС-150	27,6	40	3,5	19,9	50
258	Л-167 ПС Аргвани - ПС Тлох	110	1979	АС-150	17,4	40	58,3	344,1	36
259	Л-180 ПС Тлох - ПС Ботлих	110	1967	АС-120	21,4	40	41,0	247,9	48
260	Л-183 ПС Леваши - ПС Цудахар	110	1967	АС-120, АС-150	24,60	30	13,3	83,3	48
261	Л-187 ПС Акуша - ПС Леваши	110	1988	АС-120	18,2	30	13,5	85,2	27
262	Л-188 ПС ГПП Ирганай - Ирганайская ГЭС	110	1994	АС-300	1,47	40	80,7	452,7	21
263	Л-189 Гунибская ГЭС - ПС Хунзах	110	1962	АС-150	25,13	40	6,6	37,3	53
264	Л-190 ПС Хунзах - ПС Шамильская	110	1970	АС-120, АС-70	21,50	40	34,7	187,4	45
265	Л-195 ПС Шамильское - ПС Анцух	110	2006	АС-95, АС-70	38,4	40	21,5	121,3	9
266	Отпайка Л-195Ана ПС Гидмост (Гидатль)	110	2006	АС-70	3,1	40	4,2	25,5	9
267	Л-205 ОРУ Гоцатлинская ГЭС-ПС Хунзах	110	2009	АС-240	17,24	40	54,2	296,5	6
268	Л-206 ПС Гоцатлинская-ОРУ Гоцатлинская ГЭС	110	2015	АС-240	1,5	40	54,0	293,8	0
269	Л-193 Гунибская ГЭС - ПС Гуниб	110	2005	АС-120, АС-70	7,2	40	0,0	0,0	10
270	Л-1 ПС Гергебиль - ОРУ-35кВ ГЭС	35	1954	АС-95	2	40	7,2	125	61
271	Л-2 ОРУ-ГЭС - Гунибская ГЭС	35	1986	АС-70	4,3	40	0	0	29
272	Л-3 ОРУ ГЭС - ПС Ташкапур	35	1984	АС-120, АС-70	13,53	40	7,3	153	31
273	Л-4 ПС Гуниб - ПС Цуриб	35	1971	АС-50, АС-70	21,8	40	7,37	128	44
274	Л-5 ПС Миарсо - ПС Агвали	35	1968	АС-70	16,16	40	10	190	47
275	Л-6 ПС Миарсо - ПС Прогресс	35	1968	АС-50, АС-70	4,76	40	2,63	50	47
276	Л-7 ПС Ботлих - ПС Карата	35	1968	АС-50, АС-70, ПС-25	15,74	40	7,40	149,00	47
277	Л-8 ПС Ботлих - ПС Прогресс	35	1968	АС-50, АС-70	5,6	40	0	0	47
278	Л-9 ПС Гергебиль - ПС Буйнакс 1	35	1954	АС-95	45	40	10,17	182	61
279	Отпайка Л-9а на ПС Зуберха	35	н/д	АС-70	2	40	1,5	37	
280	отпайка Л-11а на ПС Унцукуль	35	1993	АС-70	3,72	40	6,5	120	22
281	Л-12 ПС Агвали - ПС Шаури	35	2007	АС-120	50,1	40	1,5	27	8
282	Л-13 ПС Анцух - ПС Тлярата	35	1970	АС-70	12	40	6,4	120	45
283	Л-14 ПС Анцух - ПС Бежта	35	1970	АС-70	25,94	40	9	168	45
284	Л-15 ПС Буйнакс - ПС Унцукуль	35	1975	АС-70	14	40	16,3	301	40

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

Продолжение приложения В

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжение	Год ввода	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Загрузка в ЗРД 16.12.15г.(18-00)		Срок службы на 2015 г.
							Р, МВт	I, А	
		кВ	лет		км	лет	МВт	А	лет
285	Л-16 ПС Цудахар - ПС Кумух	35	1982	АС-70	23,8	40	9,2	26	33
286	Л-17 ПС Кумух - ПС Вачи	35	1979	АС-70	18	40	4,15	72	36
287	Л-18 ПС Цудахар - ПС Акуша	35	1977	АС-70	17,3	30	0	0	38
288	Л-20 ПС Бежта - Шаури	35	1999	АС-50, АС-70	31,80	40	5,30	100,00	16
289	Л-21 ПС Тлох - ПС Мехельта	35	1967	АС-50, АС-70	29,78	40	7,73	156	48
290	Опайка Л-21а на ПС Игали	35	1967	АС-70	0,4	40	2,5	45	48
291	Л-23 ПС Кумух - ПС Согратль	35	1985	АС-70	18,5	40	0	0	30
292	Л-24 ПС Гуниб - ПС Согратль	35	1978	АС-70	14	40	1,73	30	37
293	Л-27 ПС Ботлих - ПС Анды	35	1988	АС-70	13,6	40	5	101	27
294	Л-28 ПС Акуша - ПС Наци	35	1988	АС-120, АС-95	30,2	40	0,3	6	27
295	Л-39 ПС Вачи - ПС Тпиг	35	1982	АС-70	26,6	40	0,4	6	33
296	Л-52 ПС Уркута - ПС Наци	35	1988	АС-70	4,1	40	0	0	27
297	Л-Х-1 Чирюртовская ГЭС - ПС ЗФС	110	1969	АС-240	2,2	30	31,7	176,3	46
298	Л-Х-2 Чирюртовская ГЭС - ПС ЗФС	110	1969	АС-240	2,2	30	0	0	46
299	Л-56 ПС Щебкарер - ПС Нечаевка	35	1977	АС-70	8,8	30	9,4	158	38
300	Л-51 ПС Шам-юрт - ПС Нечаевка	35	1977	АС-70	28,64	30	2,5	44	38
301	Л-67 ПС Стальск - ПС ЗФС	35	1994	АСКП-120	10,76	30	2,72	45	21
302	Л-69 ПС Дурмас - ПС Шамхал-юрт	35	1985	АСКП-70	16,2	30	0	0	30
303	Л-50 ПС Нечаевка - ПС Гулькутан	35	1977	АС-70	4,6	30	0,6	10	38
304	Л-33 ПС 3-я ферма - ПС Солончаковая	35	1969	АС-95	15,6	30	0,8	16	46
305	Л-527 ПС Затеречная - ПС Южная	35	1969	АС-95	35,2	30	0	0	46
306	Л-203 ПС Южная - ПС Граничная	35	1969	АС-50, АС-95	30,7	30	0,4	8	46
307	Л-14 ПС Южная - ПС Кр. Партизан	35	1978	АСКП-70	20,7	30	0,3	5	37
308	Л-28 ПС III - я ферма - ПС Ногайская	35	1986	АСКП-70	18,3	30	0,8	16	29
309	Л-34 ПС Солончаковая - ПС Степная	35	1969	АС-70	17,2	30	0,1	4	46
310	Л-29 ПС Южносухокумск - ПС 3-я ферма	35	1988	АСКП-70	17,1	30	1,2	24	27

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

Приложение Г
Реестр действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей к сети энергосистемы Республики Дагестан

№ п/п	Наименование Заявителя	Основание для учета в расчетной модели			Наименование объекта	Местонахождение объекта	Величина макс. мощности подлежащая вводу, МВт	Основные мероприятия по ТП	Наименование питающего центра, точки присоединения	Год ввода согласно ДТП	примечание	№ узла привязки нагрузки в Растр	Коэффициент совмещения максимума нагрузки <i>Kсовм</i>
		договора ТП	Дата договора	№ ТУ									
1	ООО "Агро-Ас"	245/2015	31.07.2015	495	тепличный комплекс	РД, Новолакский район, с. Новокули	1	Строительство отпайки от опоры № 4 ВЛ 10 кВ Ф-4 ПС 35 кВ НИИСХ. Установку ТП-10/0,4 кВ	опора № 4 ВЛ 10 кВ Ф-4 ПС 35 кВ НИИСХ	2017		14829	0,8
2	Гаджимагомедов М.А.	ИП/1896-1	26.12.2013	б/н	многоквартирный жилой комплекс	РД, г. Махачкала, пр-кт Акушинского	2,1	Установка дополнительной линейной ячейки на 2 СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Компас	2 СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Компас	2018		14931, 14932	0,8
3	Администрация городского округа (г. Каспийск)	201/2016	30.05.2016	566	инвестиционная площадка "Уйташ"	РД, г. Каспийск	4,9	Строительство новой ПС 110/10 кВ по типовой схеме 110-4Н с двумя трансформаторами мощностью по 6,3 МВА. Строительство заходов ВЛ 110 кВ по отпаечной схеме от ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-125); ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-126); строительство электрических сетей 10/04 кВ.	ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-125); ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-126)	2017		14952, 14953	0,8
4	ГКУ РД "Дирекция по реконструкции и модернизации объектов инженерной и транспортной инфраструктуры монопрофильных городов РД и развитию инвестиционной площадки Уйташ"	202/2016	30.05.2016	567	инвестиционная площадка "Уйташ"	РД, г. Каспийск	4,9	Строительство новой ПС 110/6 кВ по типовой схеме 110-4Н с двумя трансформаторами мощностью по 6,3 МВА. Строительство заходов ВЛ 110 кВ по отпаечной схеме от ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-125); ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-126); строительство электрических сетей 6/04 кВ.	ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-125); ВЛ 110 кВ ПС Махачкала-330 - ПС Каспийская ТЭЦ (Л-126)	2017		14952, 14953	0,8
5	ООО "Завод строительных материалов"	203/2016	30.05.2016	573	завод по производству строительных материалов	РД, Карабудахкентский район	1	Строительство отпайки от опоры № 1 ВЛ 10 кВ Ф-5 ПС Махачкала-330. Установку ТП 10/0,4 кВ	опора № 1 ВЛ 10 кВ Ф-5 ПС Махачкала-330	2018		840	0,8

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

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

						7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							116
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

119

Продолжение приложения Г

№ п/п	Наименование Заявителя	Основание для учета в расчетной модели			Наименование объекта	Местонахождение объекта	Величина макс. мощности подлежащая вводу, МВт	Основные мероприятия по ТП	Наименование питающего центра, точки присоединения	Год ввода согласно ДТТ	примечание	№ узла привязки нагрузки в Rast	Коэффициент совмещения максимума нагрузки Ксовм
		договора ТП	Дата договора	№ ТУ									
9	ООО "МЭК-Инжиниринг"	16ИП/2014	12.12.2014	б/н	солнечная электростанция Каспийск-2	РД, в районе махачкалинского аэропорта	4	Установка дополнительных линейных ячеек на 1 и 2 СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Очистные сооружения. Строительство двух ВЛ 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Очистные сооружения. Строитенльство РУ 6 кВ энергоблока солнечгной электростанции	РУ 6 кВ ПС 110 кВ Очистные сооружения	2020		14879,14878	
10	ООО "Дагцемком"	315/ТП-М5	25.07.2013		Цементный завод	Карадабукхентский район	40	Раасширение РУ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала, установка БСК мощностью 52 МВАр, строительство ПС 110/10 кВ Дагцемком и питающих ВЛ 110 кВ к ПС 330 кВ Махачкала	РУ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала	2018	Объект присоединяется к сетям филиала ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	14956, 14957, 14958	

						7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		117

Приложение Д

Перечень центров питания напряжением 35-110 кВ энергосистемы Республики Дагестан, обеспечивающих технологическое присоединение основных потребителей, и их прогнозируемые нагрузки в период 2016-2021 г.г.

Наименование ПО и подстанций, № договора на технологическое присоединение	Нагрузка в 2015г.*	Присоединяемая мощность по договорам в 2016-2021гг.	Год ввода согласно ДТП	Расчетная нагрузка подстанций с учетом реализации технологического присоединения в 2016-2021 гг., <i>МВт</i>																	
				2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.		
				Присоединяемая мощность	Присоединяемая мощность с учетом К _с	Расчетная нагрузка**	Присоединяемая мощность	Присоединяемая нагрузка с К _с	Расчетная нагрузка**	Присоединяемая мощность	Присоединяемая нагрузка с К _с	Расчетная нагрузка**	Присоединяемая мощность	Присоединяемая нагрузка с К _с	Расчетная нагрузка**	Присоединяемая мощность	Присоединяемая нагрузка с К _с	Расчетная нагрузка**	Присоединяемая мощность	Присоединяемая нагрузка с К _с	Расчетная нагрузка**
ПС 110 кВ Компас	18,99	1				19,4	1	0,8	21,6			21,7			21,8			21,9			22,0
ИП/1896-1 от 26.12.2013		1	2018 г.				2,1	0,9													
ПС 110 кВ Уйташ	-	4,9		-	-	--	4,9	3,8	3,8			3,8			3,9			3,9			4,0
202/2016 от 30.05.2013		4,9	2017 г.				4,9	3,8													
ПС 330 кВ Махачкала	1,2	1				1,5	1	0,8	2,4			2,4			2,5			2,5			2,5
203/2016 от 30.05.2016		1	2018 г.				1	0,8													
ПС 110 кВ Дагцемком	-	40,0								10,0	4,0	4,0	10,0	4,0	8,0	10,0	4,0	12,0	10,0	4,0	16,0
315/ТП-М от 25.07.2013		40,0	2018 г.																		
ПС 35 кВ НИИСХ	1,2	1				1,2	1	0,8	2,0			2,0			2,1			2,1			2,1
240/2015 от 31.07.2015		1	2017 г.																		

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

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

121

Приложение Е

Загрузка трансформаторов на подстанциях энергосистемы Республики Дагестан в расчетных режимах 2017-2021 г.г.

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	ЗЭС																
	ПС 110кВ																
1	ПС 110/35/10кВ Кизляр-1	T-1	2006	16	РПН	10,50	65,6%	110,00%	-0,8	10,5	65,8%	110,33%	-0,9	10,7	66,6%	111,66%	-1,1
		T-2	1998	16	РПН	7,10	44,4%			7,1	44,5%			7,2	45,0%		
2	ПС 110/35/10кВ Кизляр-2	T-1	2006	16	РПН	6,50	40,6%	118,75%	-8,5	6,5	40,7%	119,11%	-2,3	6,6	41,2%	193,54%	-2,5
		T-2	1980	10	РПН	12,50	125,0%			12,5	125,4%			12,7	126,9%		
3	ПС 110/35/10кВ Кочубей	T-1	1987	6,3	-	3,90	61,9%	130,16%	-1,6	3,9	62,1%	130,55%	-1,6	4,0	62,8%	132,12%	-1,7
		T-2	1984	6,3	-	4,30	68,3%			4,3	68,5%			4,4	69,3%		
4	ПС 110/35/10кВ Тарумовка	T-1	1987	6,3	РПН	1,70	27,0%	50,79%	3,4	1,7	27,1%	50,95%	3,4	1,7	27,4%	51,56%	3,4
		T-2	1978	6,3	РПН	1,50	23,8%			1,5	23,9%			1,5	24,2%		
5	ПС 110/35/10кВ Александрия	T-1	1979	6,3	РПН	3,80	60,3%	120,63%	-1,0	3,8	60,5%	121,00%	-1,0	3,9	61,2%	122,45%	-1,1
		T-2	1979	6,3	РПН	3,80	60,3%			3,8	60,5%			3,9	61,2%		
6	ПС 110/35/10кВ Терекли Мектеб	T-1	1974	6,3	РПН	4,60	73,0%	146,03%	-2,6	4,6	73,2%	146,47%	-2,6	4,7	74,1%	148,23%	-2,7
		T-2	2004	6,3	-	4,60	73,0%			4,6	73,2%			4,7	74,1%		
7	ПС 110/10кВ Калиновка	T-1	1983	2,5	РПН	1,70	68,0%	68,00%	0,9	1,7	68,2%	68,20%	0,9	1,7	69,0%	69,03%	0,9
8	ПС 110/10кВ Таловка	T-1	1986	2,5	РПН	0,80	32,0%	32,00%	1,8	0,8	32,1%	32,10%	1,8	0,8	32,5%	32,48%	1,8
9	ПС 110/10кВ Коминтерн	T-1	2003	2,5	РПН	0,40	16,0%	16,00%	2,2	0,4	16,0%	16,05%	2,2	0,4	16,2%	16,24%	2,2
10	ПС 110/10кВ Джильгита	T-1	1999	2,5	РПН	0,00	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6
11	ПС 110/10кВ Арсланбек	T-1	1995	2,5	РПН	0,50	20,0%	20,00%	2,1	0,5	20,1%	20,06%	2,1	0,5	20,3%	20,30%	2,1
12	ПС 110/35/6кВ Южно-Сухокумск	T-1	1968	10	РПН	2,50	25,0%	63,00%	4,2	2,5	25,1%	63,19%	4,2	2,5	25,4%	63,95%	4,1
		T-2	1966	10	РПН	3,80	38,0%			3,8	38,1%			3,9	38,6%		
13	ПС 110/10кВ Речная	T-1		10		4,20	42,0%	42,00%	6,3	4,2	42,1%	42,13%	6,3	4,3	42,6%	42,63%	6,2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

119

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

122

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	ПС 35кВ																
14	ПС 35/10кВ Михеевка	Т-1	1974	1,6	-	1,00	62,5%	62,50%	0,7	1,0	62,7%	62,69%	0,7	1,0	63,4%	63,44%	0,7
		Т-2	1991	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
15	ПС 35/10кВ Хуцеевка	Т-1	1989	2,5	-	1,00	40,0%	40,00%	1,6	1,0	40,1%	40,12%	1,6	1,0	40,6%	40,60%	1,6
16	ПС 35/10кВ Ст.Серебряковка	Т-1	1980	2,5	-	1,00	40,0%	40,00%	1,6	1,0	40,1%	40,12%	1,6	1,0	40,6%	40,60%	1,6
17	ПС 35/10кВ Октябрьская	Т-1	1975	1,6	-	0,00	0,0%	64,00%	1,0	0,0	0,0%	64,19%	1,0	0,0	0,0%	64,97%	1,0
		Т-2	1979	2,5	-	1,60	64,0%			1,6	64,2%			1,6	65,0%		
18	ПС 35/10кВ Некрасовка	Т-1	1972	3,2	РПН	1,70	53,1%	53,13%	0,0	1,7	53,3%	53,28%	1,7	1,7	53,9%	53,93%	1,6
		Т-2	2013	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
19	ПС 35/10кВ Крайновка	Т-1	1987	2,5	РПН	3,00	120,0%	120,00%	-0,4	3,0	120,4%	120,36%	-0,4	3,0	121,8%	121,81%	-0,4
		Т-2	2003	1	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
20	ПС 35/10кВ Огузер	Т-1	1979	1,6	-	0,70	43,8%	43,75%	1,0	0,7	43,9%	43,88%	1,0	0,7	44,4%	44,41%	1,0
21	ПС 35/10кВ Черняевка	Т-1	1987	1,6	-	0,00	0,0%	72,00%	0,8	0,0	0,0%	72,22%	0,8	0,0	0,0%	73,09%	0,8
		Т-2	1988	2,5	РПН	1,80	72,0%			1,8	72,2%			1,8	73,1%		
22	ПС 35/10кВ Брянск	Т-1	1986	1,6	РПН	1,40	87,5%	87,50%	0,3	1,4	87,8%	87,76%	0,3	1,4	88,8%	88,82%	0,3
23	ПС 35/10кВ Суюкина Коса	Т-1	2000	1,6	-	0,40	25,0%	25,00%	1,3	0,4	25,1%	25,08%	1,3	0,4	25,4%	25,38%	1,3
24	ПС 35/10кВ Привольная	Т-1	1976	1,6	-	0,60	37,5%	37,50%	1,1	0,6	37,6%	37,61%	1,1	0,6	38,1%	38,07%	1,1
25	ПС 35/10кВ Кормосовхоз	Т-1	2001	1	РПН	0,20	20,0%	20,00%	0,9	0,2	20,1%	20,06%	0,8	0,2	20,3%	20,30%	0,8
26	ПС 35/10кВ XXII партсъезд	Т-1	1986	1,8	-	0,30	16,7%	16,67%	1,6	0,3	16,7%	16,72%	1,6	0,3	16,9%	16,92%	1,6
27	ПС 35/10кВ Ч.Буруны	Т-1	1967	1,8	-	1,40	77,8%	77,78%	0,5	1,4	78,0%	78,01%	0,5	1,4	79,0%	78,95%	0,5
28	ПС 35/10кВ Кумли	Т-1	1984	1,6	-	0,30	18,8%	18,75%	1,4	0,3	18,8%	18,81%	1,4	0,3	19,0%	19,03%	1,4
29	ПС 35/10кВ Карагас	Т-1	1977	1,6	-	1,20	75,0%	75,00%	0,5	1,2	75,2%	75,23%	0,5	1,2	76,1%	76,13%	0,5
30	ПС 35/10кВ Кумбатар	Т-1	1994	1,8	-	2,40	133,3%	133,33%	-0,5	2,4	133,7%	133,73%	-0,5	2,4	135,3%	135,34%	-0,5
		Т-2	2007	1	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

120

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

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
31	ПС 35/10кВ Солончаковая	Т-1	1968	4	-	0,80	20,0%	20,00%	3,4	0,8	20,1%	20,06%	3,4	0,8	20,3%	20,30%	3,4
32	ПС 35/10кВ Степная	Т-1	1972	2,5	-	0,30	12,0%	12,00%	2,3	0,3	12,0%	12,04%	2,3	0,3	12,2%	12,18%	2,3
33	ПС 35/10кВ Красный партизан	Т-1	2011	1,6	-	0,30	18,8%	18,75%	1,4	0,3	18,8%	18,81%	1,4	0,3	19,0%	19,03%	1,4
34	ПС 35/10кВ 3-я ферма	Т-1	1977	1	-	0,00	0,3%	0,30%	1,0	0,0	0,3%	0,30%	1,0	0,0	0,3%	0,30%	1,0
35	ПС 35/10кВ Ногайская	Т-1	1968	1,6	-	0,20	12,5%	12,50%	1,5	0,2	12,5%	12,54%	1,5	0,2	12,7%	12,69%	1,5
36	ПС 35/10кВ Бажиган	Т-1	1972	1,6	-	0,20	12,5%	12,50%	1,5	0,2	12,5%	12,54%	1,5	0,2	12,7%	12,69%	1,5
37	ПС 35/10кВ Грузинская	Т-1	2001	1,6	-	0,30	18,8%	18,75%	1,4	0,3	18,8%	18,81%	1,4	0,3	19,0%	19,03%	1,4
38	ПС 35/10кВ Граничная	Т-1	2003	1	РПН	0,10	10,0%	10,00%	1,0	0,1	10,0%	10,03%	0,9	0,1	10,2%	10,15%	0,9
39	ПС 35/10кВ Б.Арешевка	Т-1	2000	2,5	-	1,90	76,0%	76,00%	0,7	1,9	76,2%	76,23%	0,7	1,9	77,1%	77,15%	0,7
		Т-2	1979	2,5	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
40	ПС 35/10кВ КЭАЗ	Т-1		1,8		1,00	55,6%	55,56%	0,9	1,0	55,7%	55,72%	0,9	1,0	56,4%	56,39%	0,9
		Т-2		4		0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
41	ПС 35/10кВ КЭМЗ-1	Т-1		10		2,10	21,0%	21,00%	8,4	2,1	21,1%	21,06%	8,4	2,1	21,3%	21,32%	8,4
42	ПС 35/10кВ КЭМЗ-2	Т-1		6,3		0,00	0,0%	46,03%	3,7	0,0	0,0%	46,17%	3,7	0,0	0,0%	46,73%	3,7
		Т-2		6,3		2,90	46,0%			2,9	46,2%			2,9	46,7%		
43	ПС 35/10кВ Надежда	Т-1		2,5		0,00	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

124

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	СЭС																
	ПС 110кВ																
1	ПС 110/35/10кВ Акташ	T-1	2012	25	РПН	21,70	86,8%	228,13%	-19,7	21,8	87,1%	228,81%	-19,8	22,0	88,1%	231,57%	-20,3
		T-2	1989	16	РПН	14,80	92,5%			14,8	92,8%			15,0	93,9%		
2	ПС 110/35/10кВ Ярыксу	T-1	2006	25	РПН	20,90	83,6%	181,20%	-19,1	21,0	83,9%	181,74%	-19,2	21,2	84,9%	183,93%	-19,7
		T-2	2010	25	РПН	24,40	97,6%			24,5	97,9%			24,8	99,1%		
3	ПС 110/35/10кВ Бабаюрт	T-1	1998	16	РПН	9,40	58,8%	176,00%	-7,1	9,4	58,9%	176,53%	-7,2	9,5	59,6%	178,65%	-7,4
		T-2	1979	10	РПН	8,20	82,0%			8,2	82,2%			8,3	83,2%		
4	ПС 110/35/10кВ Дылым	T-1	1991	10	РПН	8,80	88,0%	142,00%	-3,7	8,8	88,3%	142,43%	-3,7	8,9	89,3%	144,14%	-3,9
		T-2	1987	10	РПН	5,40	54,0%			5,4	54,2%			5,5	54,8%		
5	ПС 110/35/6кВ Чиркей ГПП	T-1	1966	10	РПН	2,30	23,0%	102,00%	0,3	2,3	23,1%	102,31%	0,3	2,3	23,3%	103,54%	0,1
		T-2	1976	16	РПН	7,90	49,4%			7,9	49,5%			8,0	50,1%		
6	ПС 110/35/6кВ Миатлы	T-1	1974	6,3	-	4,40	69,8%	71,43%	2,1	4,4	70,1%	71,64%	2,1	4,5	70,9%	72,51%	2,0
		T-2	1974	6,3	-	0,10	1,6%			0,1	1,6%			0,1	1,6%		
7	ПС 110/35/10кВ Кизилюртовская (ГЦЗ)	T-2	1992	10	РПН	9,60	96,0%	96,00%	0,9	9,6	96,3%	96,29%	0,9	9,7	97,4%	97,45%	0,8
8	ПС 110/35/10кВ Сулак	T-1	1996	10	РПН	1,80	18,0%	18,00%	8,7	1,8	18,1%	18,05%	8,7	1,8	18,3%	18,27%	8,7
		T-2	1998	10	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
9	ПС 110/35/10кВ Куруш	T-1	1974	5,6	-	4,30	76,8%	76,79%	1,6	4,3	77,0%	77,02%	1,6	4,4	77,9%	77,94%	1,5
		T-2	2002	5,6	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
10	ПС 110/35/10кВ Сулевкент	T-2	1987	6,3	-	1,80	28,6%	28,57%	4,8	1,8	28,7%	28,66%	4,8	1,8	29,0%	29,00%	4,8
11	ПС 110/35/10кВ Львовская	T-1	1992	16	РПН	3,20	20,0%	55,63%	7,9	3,2	20,1%	55,79%	7,9	3,2	20,3%	56,46%	7,8
		T-2		16		5,70	35,6%			5,7	35,7%			5,8	36,2%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

122

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

125

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
12	ПС 110/35/6кВ ЗФС	Т-1	1989	40	РПН	24,60	61,5%	125,08%	-6,3	24,7	61,7%	125,45%	-6,4	25,0	62,4%	126,97%	-6,9
		Т-2	1967	31,5	РПН	14,80	47,0%			14,8	47,1%			15,0	47,7%		
13	ПС 110/27,5/10кВ Карланюрт-Тяговая	Т-1	н/д	40		2,90	7,3%	7,25%	39,1	2,9	7,3%	7,27%	39,1	2,9	7,4%	7,36%	39,1
		Т-2	н/д	40		0,00	0,0%			0,0	0,0%				0,0%		
	ПС 35кВ																
14	ПС 35/6кВ Дубки	Т-1	1968	2,5	-	2,20	88,0%	88,00%	0,4	2,2	88,3%	88,26%	0,4	2,2	89,3%	89,33%	0,4
		Т-2	1969	2,5	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
15	ПС 35/10кВ Андрейаул	Т-1	1991	2,5	-	2,50	100,0%	100,00%	0,1	2,5	100,3%	100,30%	0,1	2,5	101,5%	101,51%	0,1
16	ПС 35/10кВ Гертма	Т-1	2011	2,5	-	1,10	44,0%	44,00%	1,5	1,1	44,1%	44,13%	1,5	1,1	44,7%	44,66%	1,5
17	ПС 35/10кВ Ново-Кули	Т-1	1979	2,5	-	2,10	84,0%	172,00%	-1,7	2,1	84,3%	172,52%	-1,7	2,1	85,3%	174,59%	-1,7
		Т-2	1991	2,5	-	2,20	88,0%			2,2	88,3%			2,2	89,3%		
18	ПС 35/10кВ Димитрова	Т-1	1983	2,5	-	2,90	116,0%	232,00%	-3,2	2,9	116,3%	232,70%	-3,2	2,9	117,7%	235,50%	-3,3
		Т-2	2013	2,5	-	2,90	116,0%			2,9	116,3%			2,9	117,7%		
19	ПС 35/10кВ Аксай	Т-1	1990	2,5	-	4,10	164,0%	164,00%	-1,5	4,1	164,5%	164,49%	-1,5	4,2	166,5%	166,47%	-1,5
		Т-2	1977	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
20	ПС 35/10кВ Дружба	Т-1	1979	2,5	-	1,70	68,0%	68,00%	0,9	1,7	68,2%	68,20%	0,9	1,7	69,0%	69,03%	0,9
21	ПС 35/10кВ Акбулатюрт	Т-1	1984	2,5	-	1,80	72,0%	72,00%	0,8	1,8	72,2%	72,22%	0,8	1,8	73,1%	73,09%	0,8
22	ПС 35/10кВ Чагаротар	Т-1	1977	1,6	-	0,40	25,0%	25,00%	1,3	0,4	25,1%	25,08%	1,3	0,4	25,4%	25,38%	1,3
23	ПС 35/10кВ Дагестан	Т-1	2009	4	-	4,10	102,5%	102,50%	0,1	4,1	102,8%	102,81%	0,1	4,2	104,0%	104,05%	0,0
		Т-2	1981	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
24	ПС 35/10кВ Сивух	Т-1	1989	1,6	-	1,60	100,0%	100,00%	0,1	1,6	100,3%	100,30%	0,1	1,6	101,5%	101,51%	0,1
25	ПС 35/10кВ Туршунай	Т-1	1976	1,6	-	1,00	62,5%	131,25%	-0,4	1,0	62,7%	131,64%	-0,4	1,0	63,4%	133,23%	-0,5
		Т-2	1981	1,6	-	1,10	68,8%			1,1	69,0%			1,1	69,8%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

123

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

126

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
26	ПС 35/10кВ Костек	Т-1	2003	4	-	3,20	80,0%	312,50%	-3,3	3,2	80,2%	313,44%	-3,3	3,2	81,2%	317,21%	-3,4
		Т-2	1976	1,6	-	1,80	112,5%			1,8	112,8%			1,8	114,2%		
27	ПС 35/10кВ Свердлово	Т-1	1982	1,6	-	1,10	68,8%	68,75%	0,6	1,1	69,0%	68,96%	0,6	1,1	69,8%	69,79%	0,6
28	ПС 35/10кВ Караузек	Т-1	1981	1,6	-	0,60	37,5%	37,50%	1,1	0,6	37,6%	37,61%	1,1	0,6	38,1%	38,07%	1,1
29	ПС 35/10кВ Хамаматюрт	Т-1	1976	2,5	-	1,70	68,0%	168,75%	-1,0	1,7	68,2%	169,26%	-1,0	1,7	69,0%	171,30%	-1,1
		Т-2	1986	1,6	-	1,00	62,5%			1,0	62,7%			1,0	63,4%		
30	ПС 35/10кВ Янгильбай	Т-1	2008	1,6	-	0,80	50,0%	50,00%	0,9	0,8	50,2%	50,15%	0,9	0,8	50,8%	50,75%	0,9
31	ПС 35/10кВ Шава	Т-1	1979	1,6	-	0,50	31,3%	31,25%	1,2	0,5	31,3%	31,34%	1,2	0,5	31,7%	31,72%	1,2
32	ПС 35/10кВ Татаюрт	Т-1	1976	2,5	-	1,60	64,0%	128,00%	-0,6	1,6	64,2%	128,38%	-0,6	1,6	65,0%	129,93%	-0,6
		Т-2	1986	2,5	-	1,60	64,0%			1,6	64,2%			1,6	65,0%		
33	ПС 35/10кВ Казийорт	Т-1	1986	1,6	-	0,40	25,0%	25,00%	1,3	0,4	25,1%	25,08%	1,3	0,4	25,4%	25,38%	1,3
34	ПС 35/10кВ Тамаза-Тюбе	Т-1	1969	1,6	-	1,30	81,3%	81,25%	0,4	1,3	81,5%	81,49%	0,4	1,3	82,5%	82,48%	0,4
		Т-2	1978	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
35	ПС 35/10кВ Новая Коса	Т-1	1981	1,6	-	0,40	25,0%	25,00%	1,3	0,4	25,1%	25,08%	1,3	0,4	25,4%	25,38%	1,3
36	ПС 35/10кВ Консервный з-д	Т-1	2012	2,5	-	1,70	68,0%	68,00%	0,9	1,7	68,2%	68,20%	0,9	1,7	69,0%	69,03%	0,9
37	ПС 35/10кВ Ленинаул	Т-1	н/д	1,6		1,40	87,5%	87,50%	0,3	1,4	87,8%	87,76%	0,3	1,4	88,8%	88,82%	0,3
38	ПС 35/10кВ Аликазган	Т-1	1987	1,6	-	0,00	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7
39	ПС 35/10кВ Нечаевка	Т-1	2011	2,5	-	1,30	52,0%	52,00%	1,3	1,3	52,2%	52,16%	1,3	1,3	52,8%	52,78%	1,3
		Т-2	1977	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
40	ПС 35/10кВ Гулькунтан	Т-1	2003	1	-	0,00	0,0%	60,00%	2,0	0,0	0,0%	60,18%	0,4	0,0	0,0%	60,91%	0,4
		Т-2	1975	2,5	-	0,60	24,0%			0,6	24,1%			0,6	24,4%		
41	ПС 35/10кВ Шамхалингиорт	Т-1	1985	2,5	-	0,00	0,0%	84,00%	0,5	0,0	0,0%	84,25%	0,5	0,0	0,0%	85,27%	0,5
		Т-2	1985	2,5	-	2,10	84,0%			2,1	84,3%			2,1	85,3%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

124

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

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
42	ПС 35/10кВ Стальск	Т-1	1999	4	-	3,10	77,5%	77,50%	1,1	3,1	77,7%	77,73%	1,1	3,1	78,7%	78,67%	1,1
43	ПС 35/10кВ Щебкарьер	Т-1	н/д	6,3	-	2,60	41,3%	41,27%	4,0	2,6	41,4%	41,39%	4,0	2,6	41,9%	41,89%	4,0
44	ПС 35/6кВ Газпром	Т-1	н/д	1,8	-	0,00	0,0%	0,00%	1,9	0,0	0,0%	0,00%	1,9	0,0	0,0%	0,00%	1,9
45	ПС 35/6кВ Алихан	Т-1	н/д	1,6	-	0,00	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7
46	ПС 35/6кВ Город	Т-1	н/д	6,3	-	2,90	46,0%	46,03%	3,7	2,9	46,2%	46,17%	3,7	2,9	46,7%	46,73%	3,7
47	ПС 35/6кВ Дробилка М	Т-1	н/д	4	-	3,20	80,0%	80,00%	1,0	3,2	80,2%	80,24%	1,0	3,2	81,2%	81,21%	1,0
		Т-2		4	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

128

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	ДЭС																
	ПС 110кВ																
1	ПС 110/35/6кВ Дербент Северная	T-1	1972	22	РПН	8,70	39,5%	173,00%	-6,8	8,7	39,7%	173,52%	-6,9	8,8	40,1%	175,61%	5,5
		T-2	1970	10	РПН	8,60	86,0%			8,6	86,3%			8,7	87,3%		
2	ПС 110/35/10кВ Мамедкала	T-1	1973	6,3	РПН	6,00	95,2%	273,02%	-10,6	6,0	95,5%	273,83%	-10,6	6,1	96,7%	277,13%	- 10,8
		T-2	1987	16	РПН	11,20	70,0%			11,2	70,2%			11,4	71,1%		
3	ПС 110/10кВ Каякент	T-1	1982	10	РПН	5,80	58,0%	139,68%	-2,2	5,8	58,2%	140,10%	-2,2	5,9	58,9%	141,79%	1,6
		T-2	1985	6,3	РПН	3,00	47,6%			3,0	47,8%			3,0	48,3%		
4	ПС 110/35/10кВ Белиджи	T-1	н/д	16	-	13,00	81,3%	106,88%	-0,3	13,0	81,5%	107,20%	-0,4	13,2	82,5%	108,49%	-0,6
		T-2	н/д	16	-	4,10	25,6%			4,1	25,7%			4,2	26,0%		
5	ПС 110/35/10кВ Касумкент	T-1	1981	6,3	РПН	5,70	90,5%	173,02%	-4,3	5,7	90,7%	173,53%	-4,3	5,8	91,8%	175,63%	-4,4
		T-2	1966	6,3	-	5,20	82,5%			5,2	82,8%			5,3	83,8%		
6	ПС 110/10кВ Советская	T-1	1995	2,5	РПН	2,50	100,0%	100,00%	0,1	2,5	100,3%	100,30%	0,1	2,5	101,5%	101,51%	0,1
7	ПС 110/35/10кВ Магарамкент	T-1	1968	5,6	-	5,70	101,8%	192,86%	-4,9	5,7	102,1%	193,44%	-5,0	5,8	103,3%	195,77%	-5,1
		T-2	1989	6,3	РПН	5,10	81,0%			5,1	81,2%			5,2	82,2%		
8	ПС 110/10кВ Тагиркент	T-1	1980	6,3	РПН	4,90	77,8%	77,78%	1,7	4,9	78,0%	78,01%	1,7	5,0	79,0%	78,95%	1,6
		T-2	1992	2,5	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
9	ПС 110/35/10кВ Ахты	T-1	1997	10	РПН	11,60	116,0%	207,00%	-10,2	11,6	116,3%	207,62%	-10,3	11,8	117,7%	210,12%	- 10,5
		T-2	1997	10	РПН	9,10	91,0%			9,1	91,3%			9,2	92,4%		
10	ПС 110/6кВ Огни	T-1	1976	10	РПН	8,00	80,0%	235,71%	-7,3	8,0	80,2%	236,42%	-7,4	8,1	81,2%	239,27%	-2,9
		T-2	1959	5,6	РПН	5,20	92,9%			5,2	93,1%			5,3	94,3%		
11	ПС 110/35/10кВ Усухчай	T-1	1976	6,3	РПН	4,40	69,8%	98,41%	0,4	4,4	70,1%	98,71%	0,4	4,5	70,9%	99,90%	0,3
		T-2	1989	6,3	РПН	1,80	28,6%			1,8	28,7%			1,8	29,0%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

126

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

129

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
12	ПС 110/10кВ Заречная	Т-1	1981	2,5	РПН	0,70	28,0%	28,00%	1,9	0,7	28,1%	28,08%	1,9	0,7	28,4%	28,42%	1,9
13	ПС 110/35/6кВ Дербент Западная	Т-1	2002	6,3	РПН	2,50	39,7%	166,67%	-3,9	2,5	39,8%	167,17%	-3,9	2,5	40,3%	169,18%	-4,0
		Т-2	2010	10	РПН	8,00	80,0%			8,0	80,2%			8,1	81,2%		
14	ПС 110/10кВ Араблинка	Т-1	1983	2,5	РПН	1,60	64,0%	144,00%	-1,0	1,6	64,2%	144,43%	-1,0	1,6	65,0%	146,17%	-1,0
		Т-2	1985	2,5	РПН	2,00	80,0%			2,0	80,2%			2,0	81,2%		
15	ПС 110/10кВ Геджух	Т-1	1982	10	РПН	2,60	26,0%	26,00%	7,9	2,6	26,1%	26,08%	7,9	2,6	26,4%	26,39%	7,9
		Т-2	1982	2,5	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
16	ПС 110/35/10кВ Кайтаг	Т-1	1986	16	РПН	12,90	80,6%	206,35%	-6,4	12,9	80,9%	206,97%	-6,4	13,1	81,8%	209,46%	3,6
		Т-2	1972	6,3	РПН	0,10	1,6%			0,1	1,6%			0,1	1,6%		
17	ПС 110/10кВ Капир	Т-1	1995	2,5	РПН	1,60	64,0%	64,00%	1,0	1,6	64,2%	64,19%	1,0	1,6	65,0%	64,97%	1,0
18	ПС 110/10кВ Родниковая	Т-1	1981	2,5	РПН	2,20	88,0%	88,00%	0,4	2,2	88,3%	88,26%	0,4	2,2	89,3%	89,33%	0,4
19	ПС 110/35/10кВ Курах	Т-1	1995	6,3	РПН	2,40	38,1%	103,17%	0,1	2,4	38,2%	103,48%	0,1	2,4	38,7%	104,73%	0,0
		Т-2	2011	10	РПН	4,10	41,0%			4,1	41,1%			4,2	41,6%		
20	ПС 110/10кВ Морская	Т-1	1973	2,5	РПН	1,40	56,0%	56,00%	1,2	1,4	56,2%	56,17%	1,2	1,4	56,8%	56,84%	1,2
21	ПС 110/35/10кВ Самур	Т-1	1997	10	РПН	0,40	4,0%	8,00%	9,7	0,4	4,0%	8,02%	9,7	0,4	4,1%	8,12%	9,7
		Т-2	1997	10	РПН	0,40	4,0%			0,4	4,0%			0,4	4,1%		
22	ПС 110/27,5/10кВ Каякент - Тяговая	Т-1	н/д	25		3,50	14,0%	14,00%	22,8	3,5	14,0%	14,04%	22,7	3,6	14,2%	14,21%	22,7
		Т-2	н/д	25		0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
23	ПС 110/27,5/6кВ Дербент - Тяговая	Т-1	н/д	25		5,90	23,6%	23,60%	20,4	5,9	23,7%	23,67%	20,3	6,0	24,0%	23,96%	20,3
		Т-2	н/д	25		0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
24	ПС 110/10кВ Оружба	Т-1	н/д	6,3		2,80	44,4%	88,89%	1,0	2,8	44,6%	89,16%	1,0	2,8	45,1%	90,23%	0,9
		Т-2	н/д	6,3		2,80	44,4%			2,8	44,6%			2,8	45,1%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

127

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

130

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	ПС 35кВ																
25	ПС 35/10кВ Рутул	Т-1	1984	4	РПН	3,60	90,0%	275,00%	-2,7	3,6	90,3%	275,83%	-2,7	3,7	91,4%	279,15%	-2,8
		Т-2	1987	1,6	-	0,80	50,0%			0,8	50,2%			0,8	50,8%		
26	ПС 35/10кВ Лучек	Т-1	1982	2,5	РПН	2,40	96,0%	96,00%	0,2	2,4	96,3%	96,29%	0,2	2,4	97,4%	97,45%	0,2
27	ПС 35/10кВ Зрых	Т-1	1985	1	РПН	1,00	100,0%	100,00%	0,1	1,0	100,3%	100,30%	0,0	1,0	101,5%	101,51%	0,0
28	ПС 35/10кВ Заря	Т-1	1982	1,6	-	1,80	112,5%	112,50%	-0,1	1,8	112,8%	112,84%	-0,1	1,8	114,2%	114,20%	-0,1
29	ПС 35/10кВ Джимикент	Т-1	1982	2,5	РПН	2,40	96,0%	96,00%	0,2	2,4	96,3%	96,29%	0,2	2,4	97,4%	97,45%	0,2
30	ПС 35/10кВ Капкаякент	Т-1	1986	1,6	РПН	1,70	106,3%	106,25%	0,0	1,7	106,6%	106,57%	0,0	1,7	107,9%	107,85%	0,0
31	ПС 35/10кВ Утамыш-Новая	Т-1	1983	1,6	-	0,70	43,8%	43,75%	1,0	0,7	43,9%	43,88%	1,0	0,7	44,4%	44,41%	1,0
32	ПС 35/10кВ Утамыш-Старая	Т-1	1990	1,6	-	1,10	68,8%	68,75%	0,6	1,1	69,0%	68,96%	0,6	1,1	69,8%	69,79%	0,6
33	ПС 35/10кВ Уркута	Т-1	1986	1,8	-	1,20	66,7%	66,67%	0,7	1,2	66,9%	66,87%	0,7	1,2	67,7%	67,67%	0,7
34	ПС 35/10кВ Кубачи	Т-1	1986	1,6	-	0,00	0,0%	94,44%	0,2	0,0	0,0%	94,73%	0,2	0,0	0,0%	95,87%	0,2
		Т-2	2006	1,8	-	1,70	94,4%			1,7	94,7%			1,7	95,9%		
35	ПС 35/10кВ Уркарах-Старая	Т-1	1994	1,6	-	1,00	62,5%	62,50%	0,7	1,0	62,7%	62,69%	0,7	1,0	63,4%	63,44%	0,7
36	ПС 35/10кВ Уркарах-Новая	Т-1	1968	2,5	РПН	1,30	52,0%	120,00%	-0,4	1,3	52,2%	120,36%	-0,4	1,3	52,8%	121,81%	-0,4
		Т-2	2007	2,5	РПН	1,70	68,0%			1,7	68,2%			1,7	69,0%		
37	ПС 35/10кВ Хучни	Т-1	1977	6,3	РПН	4,30	68,3%	68,25%	2,3	4,3	68,5%	68,46%	2,3	4,4	69,3%	69,28%	2,3
		Т-2	2001	4	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
38	ПС 35/10кВ Сиртыч	Т-1	1968	1,6	-	1,10	68,8%	68,75%	0,6	1,1	69,0%	68,96%	0,6	1,1	69,8%	69,79%	0,6
39	ПС 35/10кВ Ерси	Т-1	1975	1,6	-	1,00	62,5%	62,50%	0,7	1,0	62,7%	62,69%	0,7	1,0	63,4%	63,44%	0,7
40	ПС 35/10кВ Цанак	Т-1	1986	4	-	0,80	20,0%	20,00%	3,4	0,8	20,1%	20,06%	3,4	0,8	20,3%	20,30%	3,4
41	ПС 35/10кВ Хив	Т-1	2010	2,5	РПН	1,50	60,0%	136,00%	-0,8	1,5	60,2%	136,41%	-0,8	1,5	60,9%	138,05%	-0,8
		Т-2	1990	2,5	РПН	1,90	76,0%			1,9	76,2%			1,9	77,1%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

128

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

131

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
42	ПС 35/10кВ Тпиг	Т-1	1979	1,6	-	0,90	56,3%	112,50%	-0,1	0,9	56,4%	112,84%	-0,1	0,9	57,1%	114,20%	-0,1
		Т-2	1969	1,6	-	0,90	56,3%			0,9	56,4%			0,9	57,1%		
43	ПС 35/10кВ Сардаркент	Т-1	2007	2,5	-	2,10	84,0%	84,00%	0,5	2,1	84,3%	84,25%	0,5	2,1	85,3%	85,27%	0,5
		Т-2	2001	1	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
44	ПС 35/10кВ Кировская	Т-1	1974	1	-	1,10	110,0%	110,00%	-0,1	1,1	110,3%	110,33%	-0,1	1,1	111,7%	111,66%	-0,1
		Т-2	1974	1	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
45	ПС 35/10кВ Маджалис	Т-1	1982	2,5	-	2,70	108,0%	180,00%	-1,9	2,7	108,3%	180,54%	-1,9	2,7	109,6%	182,72%	-1,9
		Т-2	1987	2,5	РПН	1,80	72,0%			1,8	72,2%			1,8	73,1%		
46	ПС 35/10кВ Первомайская	Т-1	1984	2,5	-	1,90	76,0%	211,11%	-1,9	1,9	76,2%	211,74%	-1,9	1,9	77,1%	214,30%	-2,0
		Т-2	1959	1,8	-	1,90	105,6%			1,9	105,9%			1,9	107,1%		
47	ПС 35/10кВ Шиляги	Т-1	1986	1,6	РПН	0,70	43,8%	43,75%		0,7	43,9%	43,88%	1,0	0,7	44,4%	44,41%	1,0
48	ПС 35/10кВ Набережная	Т-1	1981	1,6	РПН	1,50	93,8%	131,25%	-0,4	1,5	94,0%	131,64%	-0,4	1,5	95,2%	133,23%	-0,5
		Т-2	2011	2,5	-	0,60	24,0%			0,6	24,1%			0,6	24,4%		
49	ПС 35/0,4кВ Пионер	Т-1	1985	1,6	-	0,00	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7
50	ПС 35/0,4кВ Пионер-1	Т-1	1992	0,18	-	0,00	0,0%	0,00%	0,2	0,0	0,0%	0,00%	0,2	0,0	0,0%	0,00%	0,2
51	ПС 35/10кВ Агул	Т-1	н/д	1		0,40	40,0%	40,00%	0,7	0,4	40,1%	40,12%	0,6	0,4	40,6%	40,60%	0,6
52	ПС 35/0,4кВ КФХНиздик	Т-1	н/д	1		0,00	0,0%	0,00%	1,1	0,0	0,0%	0,00%	1,1	0,0	0,0%	0,00%	1,1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

129

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

132

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	ЦЭС																
	ПС 110кВ																
1	ПС 110/6кВ ГПП	T-1	1971	31,5	РПН	14,20	45,1%	121,59%	-5,2	14,2	45,2%	121,95%	-5,3	14,4	45,8%	123,42%	-5,8
		T-2	2014	40	РПН	24,10	60,3%			24,2	60,4%			24,5	61,2%		
2	ПС 110/35/6кВ Новая	T-1	1977	40	РПН	15,50	38,8%	101,25%	1,5	15,5	38,9%	101,55%	1,4	15,7	39,3%	102,78%	0,9
		T-2	1978	40	РПН	25,00	62,5%			25,1	62,7%			25,4	63,4%		
3	ПС 110/10/6кВ ЦПП	T-1	1983	25	РПН	13,80	55,2%	110,00%	-1,3	13,8	55,4%	110,33%	-1,3	14,0	56,0%	111,66%	-1,7
		T-2	1983	25	РПН	13,70	54,8%			13,7	55,0%			13,9	55,6%		
4	ПС 110/35/10кВ Махачкала-110	T-1	1988	25	РПН	15,50	62,0%	158,80%	-13,5	15,5	62,2%	159,28%	-13,6	15,7	62,9%	161,20%	- 14,0
		T-2	2008	25	РПН	24,20	96,8%			24,3	97,1%			24,6	98,3%		
5	ПС 110/6кВ Очистные сооружения	T-1	1980	10	РПН	0,20	2,0%	103,00%	0,2	0,2	2,0%	103,31%	0,2	0,2	2,0%	104,55%	0,0
		T-2	1989	25	РПН	10,10	40,4%			10,1	40,5%			10,3	41,0%		
6	ПС 110/6кВ Юго- Восточная	T-1	2008	10	РПН	6,90	69,0%	150,00%	-4,5	6,9	69,2%	150,45%	-4,5	7,0	70,0%	152,26%	-4,7
		T-2	2008	10	РПН	8,10	81,0%			8,1	81,2%			8,2	82,2%		
7	ПС 110/10/6кВ Приморская	T-1	2008	16	РПН	9,70	60,6%	153,13%	-7,7	9,7	60,8%	153,58%	-7,8	9,8	61,5%	155,43%	-8,1
		T-2	2012	16	РПН	14,80	92,5%			14,8	92,8%			15,0	93,9%		
8	ПС 110/6кВ Насосная-1	T-1	1978	6,3	РПН	2,40	38,1%	71,43%	2,1	2,4	38,2%	71,64%	2,1	2,4	38,7%	72,51%	2,0
		T-2	1981	6,3	РПН	2,10	33,3%			2,1	33,4%			2,1	33,8%		
9	ПС 110/35/10кВ Изберг Северная	T-1	1979	16	РПН	6,40	40,0%	140,63%	-5,7	6,4	40,1%	141,05%	-5,8	6,5	40,6%	142,75%	-6,0
		T-2	1979	16	РПН	16,10	100,6%			16,1	100,9%			16,3	102,1%		
10	ПС 110/6кВ Изберг Южная	T-1	2009	6,3	РПН	0,00	0,0%	90,48%	0,9	0,0	0,0%	90,75%	0,9	0,0	0,0%	91,84%	0,8
		T-2	2008	6,3	РПН	5,70	90,5%			5,7	90,7%			5,8	91,8%		
11	ПС 110/35/6кВ Рассвет	T-1	2006	10	РПН	6,70	67,0%	219,00%	-11,4	6,7	67,2%	219,66%	-11,5	6,8	68,0%	222,30%	- 11,7
		T-2	1989	16	РПН	15,20	95,0%			15,2	95,3%			15,4	96,4%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

130

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

133

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
12	ПС 110/35/10кВ Шамхал	T-1	2012	25	РПН	20,80	83,2%	243,13%	-22,1	20,9	83,4%	243,85%	-22,2	21,1	84,5%	246,79%	-
		T-2	1980	16	РПН	18,10	113,1%			18,2	113,5%			18,4	114,8%		
13	ПС 110/35/10кВ Сергокала	T-1	2015	16	РПН	8,90	55,6%	55,63%	7,9	8,9	55,8%	55,79%	7,9	9,0	56,5%	56,46%	7,8
		T-2	1990	6,3	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
14	ПС 110/35/6кВ Буйнакск-1	T-1	2008	25	РПН	22,60	90,4%	180,80%	-19,0	22,7	90,7%	181,34%	-19,1	22,9	91,8%	183,53%	-
		T-2	2008	25	РПН	22,60	90,4%			22,7	90,7%			22,9	91,8%		
15	ПС 110/35/6кВ Буйнакск-2	T-1	2008	16	РПН	0,20	1,3%	57,50%	7,6	0,2	1,3%	57,67%	7,6	0,2	1,3%	58,37%	7,5
		T-2	2005	16	РПН	9,00	56,3%			9,0	56,4%			9,1	57,1%		
16	ПС 110/35/10/6кВ Приозерная	T-1	1980	25	РПН	11,10	44,4%	56,80%	12,1	11,1	44,5%	56,97%	12,0	11,3	45,1%	57,66%	11,8
		T-2	1990	25	РПН	3,10	12,4%			3,1	12,4%			3,1	12,6%		
17	ПС 110/6кВ Насосная-2	T-1	1986	6,3	РПН	1,60	25,4%	25,40%	5,0	1,6	25,5%	25,47%	5,0	1,6	25,8%	25,78%	5,0
18	ПС 110/10кВ Компас	T-1	1983	16	РПН	13,90	86,9%	156,25%	-8,2	13,9	87,1%	156,72%	-8,3	14,1	88,2%	158,61%	-8,6
		T-2	1981	16	РПН	11,10	69,4%			11,1	69,6%			11,3	70,4%		
19	ПС 110/10кВ Новый Чиркей	T-1	2009	10	РПН	6,70	67,0%	67,00%	3,8	6,7	67,2%	67,20%	3,8	6,8	68,0%	68,01%	3,7
20	ПС 110/6кВ ЗТМ	T-1	2004	25	РПН	0,20	0,8%	106,88%	-0,3	0,2	0,8%	107,20%	-0,4	0,2	0,8%	108,49%	-0,6
		T-2	1989	16	РПН	16,90	105,6%			17,0	105,9%			17,2	107,2%		
21	ПС 110/10/10кВ Восточная	T-1	2001	25	РПН	0,00	0,0%	36,40%	17,2	0,0	0,0%	36,51%	17,1	0,0	0,0%	36,95%	17,0
		T-2	1990	25	РПН	9,10	36,4%			9,1	36,5%			9,2	36,9%		
22	ПС 110/10кВ Берег	T-1	2012	6,3	РПН	0,70	11,1%	11,11%	5,9	0,7	11,1%	11,14%	5,9	0,7	11,3%	11,28%	5,9
23	ПС 110/10/10кВ Газокомпрессорная	T-1	1982	40	РПН	2,70	6,8%	13,50%	36,6	2,7	6,8%	13,54%	36,6	2,7	6,9%	13,70%	36,5
		T-2	1982	40	РПН	2,70	6,8%			2,7	6,8%			2,7	6,9%		
24	ПС 110/35/10кВ Стекольная	T-1		63		12,80	20,3%	40,63%	40,6	12,8	20,4%	40,76%	40,5	13,0	20,6%	41,25%	40,2
		T-2		63		12,80	20,3%			12,8	20,4%			13,0	20,6%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

131

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

134

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
25	ПС 110/27,5/10кВ Шамхал -Тяговая	T-1		40		4,60	11,5%	11,50%	37,4	4,6	11,5%	11,53%	37,4	4,7	11,7%	11,67%	37,3
		T-2		40		0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
26	ПС 110/27,5/10кВ Манас-Тяговая	T-1		25		4,30	17,2%	17,20%	22,0	4,3	17,3%	17,25%	21,9	4,4	17,5%	17,46%	21,9
		T-2		25		0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
	Новые ПС:																
27	ПС 110/10-10кВ Дагцетком	T-1		40		0,00				2,2	5,5%	11,00%	37,6	8,8	22,0%	44,00%	24,4
		T-2		40		0,00				2,2	5,5%			8,8	22,0%		
28	ПС 110/6кВ Уйташ	T-1		6,3		1,90	30,2%	60,32%	2,8	1,9	30,2%	60,50%	2,8	1,9	30,6%	61,23%	2,8
		T-2		6,3		1,90	30,2%			1,9	30,2%			1,9	30,6%		
	ПС 35кВ																
27	ПС 35/10кВ Радиоцентр	T-1	2015	6,3	РПН	5,10	81,0%	308,00%	-5,1	5,12	81,2%	308,92%	-5,1	5,2	82,2%	312,65%	-5,2
		T-2	1995	2,5	РПН	2,60	104,0%			2,6	104,3%			2,6	105,6%		
28	ПС 35/10кВ Карабудахкент	T-1	2008	6,3	РПН	5,40	85,7%	210,00%	-4,2	5,4	86,0%	210,63%	-4,2	5,5	87,0%	213,17%	-4,3
		T-2	1991	4	РПН	3,00	75,0%			3,0	75,2%			3,0	76,1%		
29	ПС 35/10/6кВ Алмало	T-1	2012	2,5	-	2,00	80,0%	140,00%	-0,9	2,0	80,2%	140,42%	-0,9	2,0	81,2%	142,11%	-0,9
		T-2	1999	2,5	РПН	1,50	60,0%			1,5	60,2%			1,5	60,9%		
30	ПС 35/10кВ Казанище	T-1	1993	4	РПН	4,10	102,5%	228,00%	-3,1	4,1	102,8%	228,68%	-3,1	4,2	104,0%	231,44%	-3,2
		T-2	1975	2,5	-	1,60	64,0%			1,6	64,2%			1,6	65,0%		
31	ПС 35/10кВ Согратль	T-1	2015	4	РПН	4,00	100,0%	100,00%	0,2	4,0	100,3%	100,30%	0,2	4,1	101,5%	101,51%	0,1
32	ПС 35/10кВ Дженгутай	T-1	2007	4	РПН	3,80	95,0%	225,00%	-4,8	3,8	95,3%	225,68%	-4,8	3,9	96,4%	228,39%	-4,9
		T-2	2008	4	РПН	5,20	130,0%			5,2	130,4%			5,3	132,0%		
33	ПС 35/10кВ Такалай	T-1	1978	1,6	-	0,00	0,0%	56,00%	1,2	0,0	0,0%	56,17%	1,2	0,0	0,0%	56,84%	1,2
		T-2	1977	2,5	-	1,40	56,0%			1,4	56,2%			1,4	56,8%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

132

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

135

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
34	ПС 35/10кВ Параул	Т-1	2000	2,5	РПН	1,90	76,0%	76,00%	0,7	1,9	76,2%	76,23%	0,7	1,9	77,1%	77,15%	0,7
		Т-2	1990	1,6	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
35	ПС 35/10кВ Полигон Солнце	Т-1	2012	2,5	РПН	0,00	0,0%	71,43%	2,1	0,0	0,0%	71,64%	2,1	0,0	0,0%	72,51%	2,0
		Т-2	2014	6,3	РПН	4,50	71,4%			4,5	71,6%			4,6	72,5%		
36	ПС 35/10кВ Сулак	Т-1	2005	2,5	-	1,80	72,0%	72,00%	0,8	1,8	72,2%	72,22%	0,8	1,8	73,1%	73,09%	0,8
		Т-2	1983	1,6	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
37	ПС 35/10кВ НИИСХ	Т-1	1999	2,5	РПН	2,10	84,0%	84,00%	0,5	2,1	84,3%	84,25%	0,5	2,1	85,3%	85,27%	0,5
38	ПС 35/10кВ Тепличный Комбинат	Т-1	2012	10	-	7,20	72,0%	123,00%	-1,8	7,2	72,2%	123,37%	-1,8	7,3	73,1%	124,86%	-2,0
		Т-2	2008	10	-	5,10	51,0%			5,1	51,2%			5,2	51,8%		
39	ПС 35/6кВ Ленинкент	Т-1	2005	6,3	-	4,20	66,7%	66,67%	2,4	4,2	66,9%	66,87%	2,4	4,3	67,7%	67,67%	2,4
40	ПС 35/10кВ Дурмаз	Т-1	2007	1,6	-	0,60	37,5%	37,50%	1,1	0,6	37,6%	37,61%	1,1	0,6	38,1%	38,07%	1,1
41	ПС 35/10кВ Эрпели	Т-1	1996	2,5	-	1,60	64,0%	64,00%	1,0	1,6	64,2%	64,19%	1,0	1,6	65,0%	64,97%	1,0
42	ПС 35/10кВ Гурбуки	Т-1	2001	4	РПН	3,10	77,5%	77,50%	1,1	3,1	77,7%	77,73%	1,1	3,1	78,7%	78,67%	1,1
43	ПС 35/10кВ Халимбекаул	Т-1	1990	4	-	2,70	67,5%	67,50%	1,5	2,7	67,7%	67,70%	1,5	2,7	68,5%	68,52%	1,5
44	ПС 35/10кВ Мулебки	Т-2	1984	2,5	-	2,60	104,0%	104,00%	0,0	2,6	104,3%	104,31%	0,0	2,6	105,6%	105,57%	0,0
45	ПС 35/10кВ КПФ	Т-1	2004	1,6	-	0,00	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7	0,0	0,0%	0,00%	1,7
46	ПС 35/6кВ Аграханская	Т-1	1989	2,5	-	0,30	12,0%	12,00%	2,3	0,3	12,0%	12,04%	2,3	0,3	12,2%	12,18%	2,3
47	ПС 35кВ ММЗ	н/д	н/д	н/д		0,00				0,0				0,0			
48	ПС 35кВ Стекловолокно	н/д	н/д	н/д		0,00				0,0				0,0			
49	ПС 35кВ Стеклозавод	н/д	н/д	н/д		0,00				0,0				0,0			
50	ПС 35кВ РТПЦ	н/д	н/д	н/д		0,00				0,0				0,0			
51	ПС 35кВ 3-д сепараторов	н/д	н/д	н/д		0,00				0,0				0,0			
52	ПС 35кВ СРЗ	н/д	н/д	н/д		0,00				0,0				0,0			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

133

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

136

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
	ГЭС																
	ПС 110кВ																
1	ПС 110/35/10кВ Гергебиль	T-1	2014	25	РПН	5,30	21,2%	98,40%	1,7	5,3	21,3%	98,70%	1,6	5,4	21,5%	99,88%	1,3
		T-2	2014	25	РПН	19,30	77,2%			19,4	77,4%			19,6	78,4%		
2	ПС 110/10кВ Леваши	T-1	2007	10	РПН	5,90	59,0%	161,00%	-5,6	5,9	59,2%	161,48%	-5,6	6,0	59,9%	163,43%	-5,8
		T-2	2010	10	РПН	10,20	102,0%			10,2	102,3%			10,4	103,5%		
3	ПС 110/35/10кВ Цудахар	T-1	2007	10	РПН	8,60	86,0%	172,00%	-6,7	8,6	86,3%	172,52%	-6,8	8,7	87,3%	174,59%	-7,0
		T-2	2007	10	РПН	8,60	86,0%			8,6	86,3%			8,7	87,3%		
4	ПС 110/10кВ Хунзах	T-1	2014	16	РПН	13,60	85,0%	146,88%	-6,7	13,6	85,3%	147,32%	-6,8	13,8	86,3%	149,09%	-7,1
		T-2	2014	16	РПН	9,90	61,9%			9,9	62,1%			10,0	62,8%		
5	ПС 110/35/10кВ Гуниб	T-1	2005	10	РПН	11,20	112,0%	223,00%	-11,8	11,2	112,3%	223,67%	-11,9	11,4	113,7%	226,36%	-
		T-2	2005	10	РПН	11,10	111,0%			11,1	111,3%			11,3	112,7%		
6	ПС 110/35/10кВ Тлох	T-1	2014	10	РПН	10,00	100,0%	152,00%	-4,7	10,0	100,3%	152,46%	-4,7	10,2	101,5%	154,29%	-4,9
		T-2	2014	10	РПН	5,20	52,0%			5,2	52,2%			5,3	52,8%		
7	ПС 110/35/10кВ Акуша	T-1	2002	10	РПН	6,70	67,0%	179,00%	-7,4	6,7	67,2%	179,54%	-7,5	6,8	68,0%	181,70%	-7,7
		T-2	2013	16	РПН	11,20	70,0%			11,2	70,2%			11,4	71,1%		
8	ПС 110/35/10кВ Ботлих	T-1	1995	10	РПН	11,00	110,0%	274,00%	-16,9	11,0	110,3%	274,82%	-17,0	11,2	111,7%	278,13%	-
		T-2	2012	16	РПН	16,40	102,5%			16,4	102,8%			16,6	104,0%		
9	ПС 110/35/10кВ Шамилское	T-1	2006	6,3	РПН	5,60	88,9%	177,78%	-4,6	5,6	89,2%	178,31%	-4,6	5,7	90,2%	180,46%	-4,8
		T-2	2006	6,3	РПН	5,60	88,9%			5,6	89,2%			5,7	90,2%		
10	ПС 110/35/10кВ Анцух	T-1	2006	10	РПН	9,80	98,0%	185,00%	-8,0	9,8	98,3%	185,56%	-8,1	9,9	99,5%	187,79%	-8,3
		T-2	2006	10	РПН	8,70	87,0%			8,7	87,3%			8,8	88,3%		
11	ПС 110/35/10кВ Миарсо	T-1	н/д	16		13,00	81,3%	153,13%	-7,7	13,0	81,5%	153,58%	-7,8	13,2	82,5%	155,43%	-8,1
		T-2	н/д	16		11,50	71,9%			11,5	72,1%			11,7	73,0%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

134

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

137

Продолжение приложения Е

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
12	ПС 110/10кВ Аргвани	Т-1	2007	6,3	РПН	3,90	61,9%	61,90%	2,7	3,9	62,1%	62,09%	2,7	4,0	62,8%	62,84%	2,7
13	ПС 110/10кВ Гидатль	Т-1	2006	6,3	РПН	6,10	96,8%	96,83%	0,5	6,1	97,1%	97,12%	0,5	6,2	98,3%	98,29%	0,4
14	ПС 110/10кВ Заиб	Т-1	2004	6,3	РПН	6,10	96,8%	96,83%	0,5	6,1	97,1%	97,12%	0,5	6,2	98,3%	98,29%	0,4
15	ПС 110/10/6кВ Карадах	Т-1	2012	10	РПН	6,80	68,0%	68,00%	3,7	6,8	68,2%	68,20%	3,7	6,9	69,0%	69,03%	3,6
		Т-2	1980	2,5	РПН	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		
16	ПС 110/10кВ Новый Ирганай	Т-1	н/д	6,3		4,90	77,8%	179,37%	-4,7	4,9	78,0%	179,90%	-4,7	5,0	79,0%	182,07%	-4,9
		Т-2	н/д	6,3		6,40	101,6%			6,4	101,9%			6,5	103,1%		
17	ПС 110/10кВ Тлайлух	Т-1	2007	6,3	-	4,60	73,0%	73,02%	2,0	4,6	73,2%	73,23%	2,0	4,7	74,1%	74,12%	1,9
18	ПС 110/35/6кВ Ирганай ГПП	Т-1	1984	16	РПН	16,50	103,1%	206,25%	-16,2	16,5	103,4%	206,87%	-16,3	16,7	104,7%	209,36%	-
		Т-2	1984	16	РПН	16,50	103,1%			16,5	103,4%			16,7	104,7%		
19	ПС 110/10кВ Гоцатлинская	Т-1	2011	10	РПН	5,80	58,0%	98,00%	0,7	5,8	58,2%	98,29%	0,7	5,9	58,9%	99,48%	0,6
		Т-2	2011	10	РПН	4,00	40,0%			4,0	40,1%			4,1	40,6%		
20	ПС 110/35/6кВ Головной узел	Т-1	2008	2,5	РПН	1,70	68,0%	72,00%	0,8	1,7	68,2%	72,22%	0,8	1,7	69,0%	73,09%	0,8
		Т-2	2008	4	РПН	0,10	2,5%			0,1	2,5%			0,1	2,5%		
21	ПС 110/10кВ Майданское	Т-1	н/д	10	РПН	4,00	40,0%	40,00%	6,5	4,0	40,1%	40,12%	6,5	4,1	40,6%	40,60%	6,4
ПС 35кВ																	
22	ПС 35/10кВ Агвали	Т-1	1998	4	РПН	3,60	90,0%	212,50%	-4,3	3,6	90,3%	213,14%	-4,3	3,7	91,4%	215,71%	-4,4
		Т-2	2012	6,3	РПН	4,90	77,8%			4,9	78,0%			5,0	79,0%		
23	ПС 35/10кВ Анди	Т-1	2011	6,3	РПН	5,40	85,7%	85,71%	1,2	5,4	86,0%	85,97%	1,2	5,5	87,0%	87,01%	1,1
24	ПС 35/10кВ Бежта	Т-1	2005	2,5	РПН	1,80	72,0%	72,00%	0,8	1,8	72,2%	72,22%	0,8	1,8	73,1%	73,09%	0,8
25	ПС 35 /10кВ Вачи	Т-1	2002	4	РПН	3,60	90,0%	90,00%	0,6	3,6	90,3%	90,27%	0,6	3,7	91,4%	91,36%	0,5
26	ПС 35/10кВ ГКЗ	Т-1	2011	6,3	РПН	5,90	93,7%	185,71%	-5,1	5,9	93,9%	186,27%	-5,1	6,0	95,1%	188,52%	-5,3
		Т-2	2005	6,3	РПН	5,80	92,1%			5,8	92,3%			5,9	93,5%		
27	ПС 35/10кВ Зуберха	Т-1	2003	1,6	-	1,60	100,0%	100,00%	0,1	1,6	100,3%	100,30%	0,1	1,6	101,5%	101,51%	0,1
		Т-2	2013	1	-	0,00	0,0%			0,0	0,0%			0,0	0,0%		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

135

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

Продолжение приложения Е

138

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	2017 год				2018 год				2021 год			
						Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, МВА	Загрузка тр-ров в ЗМН, %	Максимальная нагрузка S в аварийном режиме ЗМН, %	Резерв*, МВА
28	ПС 35/10кВ Игали	Т-1	2006	1,6	РПН	2,80	175,0%	175,00%	-1,1	2,8	175,5%	175,53%	-1,1	2,8	177,6%	177,64%	-1,2
29	ПС 35/10кВ Карата	Т-1	2015	10	РПН	7,00	70,0%	70,00%	3,5	7,0	70,2%	70,21%	3,5	7,1	71,1%	71,06%	3,4
30	ПС 35/10кВ Кидеро	Т-1	2012	4	-	3,60	90,0%	90,00%	0,6	3,6	90,3%	90,27%	0,6	3,7	91,4%	91,36%	0,5
31	ПС 35/10кВ Кумух	Т-1	2011	4	РПН	3,10	77,5%	155,00%	-2,0	3,1	77,7%	155,47%	-2,0	3,1	78,7%	157,34%	-2,1
		Т-2	1986	4	РПН	3,10	77,5%			3,1	77,7%			3,1	78,7%		
32	ПС 35/10кВ Мехельта	Т-1	2002	4	-	4,00	100,0%	100,00%	0,2	4,0	100,3%	100,30%	0,2	4,1	101,5%	101,51%	0,1
33	ПС 35/10кВ Наци	Т-1	1995	1	-	0,40	40,0%	40,00%	0,7	0,4	40,1%	40,12%	0,6	0,4	40,6%	40,60%	0,6
34	ПС 35/10кВ Прогресс	Т-1	2005	4	РПН	3,20	80,0%	80,00%	1,0	3,2	80,2%	80,24%	1,0	3,2	81,2%	81,21%	1,0
35	ПС 35/10кВ Сагри	Т-1	2011	2,5	-	1,90	76,0%	76,00%	0,7	1,9	76,2%	76,23%	0,7	1,9	77,1%	77,15%	0,7
36	ПС 35/10кВ Согратль	Т-1	2007	2,5	РПН	2,10	84,0%	84,00%	0,5	2,1	84,3%	84,25%	0,5	2,1	85,3%	85,27%	0,5
37	ПС 35/10кВ Ташкапур	Т-1	2006	5,6	-	6,10	108,9%	248,00%	-3,6	6,1	109,3%	248,74%	-3,6	6,2	110,6%	251,74%	-3,7
		Т-2	2006	2,5	РПН	0,10	4,0%			0,1	4,0%			0,1	4,1%		
38	ПС 35/10кВ Тлярата	Т-1	2011	4	РПН	3,30	82,5%	272,00%	-4,2	3,3	82,7%	272,82%	-2,6	3,3	83,7%	276,10%	-2,7
		Т-2	2005	2,5	РПН	3,50	140,0%			3,5	140,4%			3,6	142,1%		
39	ПС 35/10кВ Унцукуль	Т-1	2011	10	РПН	8,80	88,0%	169,00%	-6,4	8,8	88,3%	169,51%	-6,5	8,9	89,3%	171,55%	-6,7
		Т-2	2011	10	РПН	8,10	81,0%			8,1	81,2%			8,2	82,2%		
40	ПС 35/10кВ Цуриб	Т-1	2011	6,3	РПН	7,20	114,3%	114,29%	-0,6	7,2	114,6%	114,63%	-0,6	7,3	116,0%	116,01%	-0,7
41	ПС 35/10кВ Шаури	Т-1	2007	2,5	-	2,20	88,0%	88,00%	0,4	2,2	88,3%	88,26%	0,4	2,2	89,3%	89,33%	0,4
42	ПС 35/10кВ Эчеда	Т-1	2008	2,5	РПН	1,60	64,0%	64,00%	1,0	1,6	64,2%	64,19%	1,0	1,6	65,0%	64,97%	1,0
43	ПС 35/10кВ Роббинс	Т-1	н/д	4		1,00	25,0%	25,00%	3,2	1,0	25,1%	25,08%	3,2	1,0	25,4%	25,38%	3,2
44	ПС 35/10кВ Шамилькала	Т-1	н/д	10		3,60	36,0%	72,00%	3,3	3,6	36,1%	72,22%	3,3	3,7	36,5%	73,09%	3,2
		Т-2	н/д	10		3,60	36,0%			3,6	36,1%			3,7	36,5%		
45	ПС 35/6кВ Тоннельная-2	Т-1	н/д	3,2		0,20	6,3%	6,25%	3,2	0,2	6,3%	6,27%	3,2	0,2	6,3%	6,34%	3,2
46	ПС 35/10кВ Южный Портал	Т-1	н/д	2,5		0,00	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6
47	ПС 35/10кВ Северный Портал	Т-1	н/д	2,5		0,00	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6	0,0	0,0%	0,00%	2,6
48	ПС 35кВ Очистные сооружения	н/д	н/д	н/д		0,00											

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

136

Приложение Ж РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА ТОКОВ К.З.

Схема 2017 года

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ	Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=340.0/-0	Z1=0.906+j12.844	Z2=0.906+j12.844	Z0=1.203+j10.529			
2000-	ЧИРЮРТ	15246 94	5402 95	5402 95	16205 95	
1845	БУДЕННОВСК	1100 97	390 98	390 98	378 99	
2001	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	3296 91	1168 92	1168 92	4450 95	
2002	ЧИРЮРТ	1876 94	665 95	665 95	3457 91	
2003	АРТЕМ	3762 96	1333 97	1333 97	2306 97	
2019	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	3294 91	1167 92	1167 92	4439 95	
2340	ГРОЗНЫЙ	1938 98	687 99	687 99	1186 97	
U=340.0/0	Z1=1.062+j16.387	Z2=1.062+j16.387	Z0=0.593+j10.479			
2001-	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	11954 94	4530 94	4530 94	13589 94	
0	Общая нейтраль	3771 90	1429 90	1429 90	9951 92	
2000	ЧИРЮРТ	8195 95	3105 95	3105 95	3661 99	
U=115.0/-0	Z1=0.288+j2.604	Z2=0.288+j2.604	Z0=0.119+j1.543			
2002-	ЧИРЮРТ	25343 96	9783 96	9783 96	29349 96	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	6217 94	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1308 94	
2000	ЧИРЮРТ	11787 91	4550 90	4550 90	9209 95	
2004	ГАЗОКОМПРЕССОРН	0 0	0 0	0 0	1072 93	
2006	ГАЗОКОМПРЕССОРН	0 0	0 0	0 0	1072 93	
2007	ГЕЛЬБАХСКАЯ ГЭС	1718 97	663 97	663 97	2401 96	
2011,1	КАСКАД ЧГЭС	1673 103	646 103	646 103	1510 99	
2011,2	КАСКАД ЧГЭС	1860 103	718 103	718 103	1681 99	
2014	КАРЛАНЮРТ ТЯГ.	845 113	326 113	326 113	1224 101	
2015,2	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	2278 97	879 96	879 96	1107 98	
2015,1	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	2278 97	879 96	879 96	1107 98	
2018,2	АРТЕМ	1490 104	575 104	575 104	721 104	
2018,1	АРТЕМ	1560 104	602 104	602 104	754 104	
U=340.0/-0	Z1=1.554+j15.897	Z2=1.554+j15.897	Z0=2.978+j20.789			
2003-	АРТЕМ	12290 96	3708 97	3708 97	11125 97	
2000	ЧИРЮРТ	6455 95	1948 96	1948 96	4798 98	
2074	1АТ ПС АРТЕМ	608 95	183 96	183 96	1699 91	
2111	МАХАЧКАЛА	2692 96	812 97	812 97	2999 97	
2139	ДЕРВЕНТ	1134 96	342 97	342 97	917 97	
2551	МОЗДОК	1402 97	423 98	423 98	722 99	
U=115.0/-0	Z1=0.878+j4.134	Z2=0.878+j4.134	Z0=0.789+j7.327			
2004-	ГАЗОКОМПРЕССОРН	15710 102	4202 99	4202 99	12605 99	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2677 93	
2002	ЧИРЮРТ	15710 102	4202 99	4202 99	9948 101	
U=115.0/-0	Z1=0.878+j4.134	Z2=0.878+j4.134	Z0=0.789+j7.327			
2006-	ГАЗОКОМПРЕССОРН	15710 102	4202 99	4202 99	12605 99	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2677 93	
2002	ЧИРЮРТ	15710 102	4202 99	4202 99	9948 101	
U=115.0/-0	Z1=0.659+j3.932	Z2=0.659+j3.932	Z0=0.581+j4.618			
2007-	ГЕЛЬБАХСКАЯ ГЭС	16654 100	5259 99	5259 99	15776 99	
0	Общая нейтраль	959 90	303 89	303 89	3824 91	
2002	ЧИРЮРТ	13339 100	4212 99	4212 99	9586 101	
2009	СУЛАК	2372 102	749 101	749 101	2407 99	
U=115.0/-0	Z1=0.927+j5.098	Z2=0.927+j5.098	Z0=1.164+j7.837			
2009-	СУЛАК	12812 100	3631 100	3631 100	10893 100	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1242 91	
2007	ГЕЛЬБАХСКАЯ ГЭС	9438 99	2675 98	2675 98	7177 100	
2040	ЯРЫКСУ	3387 105	960 104	960 104	2490 102	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

137

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=1.285+j4.946 Z2=1.285+j4.946 Z0=1.669+j8.424							
2010-	КИЗИЛЮРТОВСКАЯ	12991	105	3531	103	3531	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	655	92
2011	КАСКАД ЧГЭС	10332	103	2808	101	2808	101
2040	ЯРЫКСУ	2684	111	729	110	729	110
U=115.0/-0 Z1=0.520+j3.222 Z2=0.520+j3.222 Z0=0.502+j3.428							
2011-	КАСКАД ЧГЭС	20341	99	6644	99	6644	99
0	Общая нейтраль	1137	90	371	90	480	91
2002,1	ЧИРЮРТ	6717	97	2194	97	5934	100
2002,2	ЧИРЮРТ	7467	97	2439	97	6607	100
2010	КИЗИЛЮРТОВСКАЯ	1291	111	422	111	1562	100
2012	ЗФС 1СШ	0	0	0	0	1109	91
2013	ЗФС 2СШ	0	0	0	0	980	91
2030	МИАТЛЫ	2279	103	744	103	1799	101
2041	АКТАШ	1528	109	499	109	1492	103
U=115.0/-0 Z1=0.780+j4.112 Z2=0.780+j4.112 Z0=0.885+j7.100							
2012-	ЗФС 1СШ	15862	101	4278	99	4278	99
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1589	92
2011	КАСКАД ЧГЭС	15862	101	4278	99	4278	99
U=115.0/-0 Z1=0.780+j4.112 Z2=0.780+j4.112 Z0=0.908+j7.189							
2013-	ЗФС 2СШ	15862	101	4253	99	4253	99
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1401	92
2011	КАСКАД ЧГЭС	15862	101	4253	99	4253	99
U=115.0/-0 Z1=2.054+j6.064 Z2=2.054+j6.064 Z0=1.008+j7.359							
2014-	КАРЛАНЮРТ ТЯГ.	10369	109	3295	105	3295	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	4125	97
2002	ЧИРЮРТ	5789	109	1840	105	3061	111
2041	АКТАШ	4581	109	1456	105	1456	110
U=115.0/-0 Z1=0.532+j3.606 Z2=0.532+j3.606 Z0=0.292+j3.761							
2015-	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	18211	98	6004	97	6004	97
0	Общая нейтраль	4311	90	1422	89	10953	94
2002,2	ЧИРЮРТ	4710	100	1553	99	2033	100
2002,1	ЧИРЮРТ	4710	100	1553	99	2033	100
2027	БУЙНАКСК-2	1378	102	454	100	855	103
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	3167	103	1044	102	2172	103
U=115.0/0 Z1=2.640+j8.301 Z2=2.640+j8.301 Z0=0.967+j8.631							
2016-	ШАМХАЛ ТЯГОВАЯ	7621	108	2554	104	2554	104
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	3738	98
2018	АРТЕМ	4782	106	1602	102	2360	109
2087	МАХАЧКАЛА-110	2846	111	954	107	1609	111
U=115.0/0 Z1=2.466+j7.803 Z2=2.466+j7.803 Z0=2.131+j12.027							
2017-	ШАМХАЛ	8112	108	2328	104	2328	104
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	921	94
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	605	94
2018	АРТЕМ	4308	106	1236	102	2784	106
2088	ГПП	3810	110	1093	107	2703	108
U=115.0/0 Z1=0.875+j4.329 Z2=0.875+j4.329 Z0=0.372+j3.543							
2018-	АРТЕМ	15031	101	5360	100	5360	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	260	94
2002,2	ЧИРЮРТ	2535	106	904	104	1033	107
2002,1	ЧИРЮРТ	2654	106	947	104	1081	107
2016	ШАМХАЛ ТЯГОВАЯ	1115	108	398	106	1530	103
2017	ШАМХАЛ	1345	107	480	106	1154	104
2020	КОМПАС	1531	106	546	104	1095	105
2021	СТЕКОЛЬНАЯ	0	0	0	0	1326	95
2022	СТЕКОЛЬНАЯ	0	0	0	0	1326	95
2024	БУЙНАКСК-1	1514	107	540	105	739	106
2074	1АТ ПС АРТЕМ	4467	90	1593	88	6588	97

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

138

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=340.0/0	Z1=1.060+j16.404	Z2=1.060+j16.404	Z0=0.593+j10.486					
2019-	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	11942 94	4525 94	4525 94	13576 94			
0	Общая нейтраль	3771 90	1429 90	1429 90	9948 92			
2000	ЧИРЮРТ	8182 95	3101 95	3101 95	3652 99			
U=115.0/0	Z1=1.939+j6.450	Z2=1.939+j6.450	Z0=1.435+j8.029					
2020-	КОМПАС	9857 107	3074 104	3074 104	9223 104			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1733 94			
2018	АРТЕМ	2844 105	887 102	887 102	1723 106			
2088	ГПП	7015 108	2188 105	2188 105	5800 107			
U=115.0/0	Z1=1.315+j5.849	Z2=1.315+j5.849	Z0=0.826+j8.693					
2021-	СТЕКОВЫЯ	11074 103	3210 100	3210 100	9630 100			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2362 94			
2018	АРТЕМ	11074 103	3210 100	3210 100	7282 101			
U=115.0/0	Z1=1.315+j5.849	Z2=1.315+j5.849	Z0=0.826+j8.693					
2022-	СТЕКОВЫЯ	11074 103	3210 100	3210 100	9630 100			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2362 94			
2018	АРТЕМ	11074 103	3210 100	3210 100	7282 101			
U=115.0/-0	Z1=13.447+j28.942	Z2=13.447+j28.942	Z0=2.776+j28.331					
2023-	МИАРСО	2080 115	728 109	728 109	2184 109			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	882 103			
2034	ВОТЛИХ-110	2080 115	728 109	728 109	1309 113			
U=115.0/-0	Z1=2.033+j7.255	Z2=2.033+j7.255	Z0=1.726+j11.459					
2024-	БУЙНАКС-1	8812 106	2495 103	2495 103	7486 103			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1874 94			
2018	АРТЕМ	2227 109	630 106	631 106	1304 107			
2027	БУЙНАКС-2	4681 104	1326 101	1326 101	3054 104			
2076	ГЕРГЕВИЛЬ	1909 105	541 102	541 102	1283 106			
U=340.0/0	Z1=2.540+j28.873	Z2=2.540+j28.873	Z0=0.673+j19.235					
2025-	ИРГАНAY ГЭС Ш330	6773 95	2543 94	2543 94	7629 94			
0	Общая нейтраль	2296 90	862 89	862 89	5541 92			
2086	ИРГАНAY ГЭС	796 98	299 97	299 97	805 96			
2111	МАХАЧКАЛА	3695 97	1387 97	1387 97	1299 102			
U=115.0/-0	Z1=1.209+j7.092	Z2=1.209+j7.092	Z0=0.561+j6.278					
2026-	ГПП ИРГАНAY	9228 100	3211 98	3211 98	9632 98			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	861 93			
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	2256 112	785 110	785 110	863 107			
2037	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	2745 102	955 101	955 101	2025 102			
2086	ИРГАНAY ГЭС	4316 92	1502 91	1502 91	5902 97			
U=115.0/-0	Z1=1.741+j6.472	Z2=1.741+j6.472	Z0=1.707+j10.680					
2027-	БУЙНАКС-2	9906 105	2745 102	2745 102	8235 102			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1263 93			
2015	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	2424 101	672 99	672 99	1402 104			
2024	БУЙНАКС-1	3090 106	856 103	856 103	2828 102			
2028	Н.ЧИРКЕЙ	2348 110	651 107	651 107	1508 107			
2091	ВОСТОЧНАЯ	2060 103	571 100	571 100	1255 105			
U=115.0/-0	Z1=2.591+j7.736	Z2=2.591+j7.736	Z0=3.561+j16.430					
2028-	Н.ЧИРКЕЙ	8138 109	2007 105	2007 105	6021 105			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	284 93			
2027	БУЙНАКС-2	3133 109	773 105	773 105	2305 106			
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	5005 109	1234 105	1234 105	3440 106			

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)					
		I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)			3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=1.108+j4.892 Z2=1.108+j4.892 Z0=1.395+j7.977									
2029-	ЧИРКЕЙ ГПП	13237	103	3663	101	3663	101	10989	101
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	632	92
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	396	92
2015	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	5939	98	1644	97	1644	97	4302	101
2026	ГПП ИРГАНАЙ	1860	106	515	105	515	105	1309	105
2028	Н.ЧИРКЕЙ	1798	109	497	107	497	107	1453	104
2030	МИАТЛЫ	3676	105	1017	104	1017	104	2918	103
U=115.0/-0 Z1=1.418+j5.579 Z2=1.418+j5.579 Z0=1.775+j9.705									
2030-	МИАТЛЫ	11532	104	3107	102	3107	102	9321	102
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	835	92
2011	КАСКАД ЧГЭС	5686	102	1532	100	1532	100	3721	103
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	5048	107	1360	105	1360	105	3650	104
2031	ДЫЛЫМ	812	109	219	107	219	107	1132	102
U=115.0/-0 Z1=4.643+j12.093 Z2=4.643+j12.093 Z0=4.148+j22.599									
2031-	ДЫЛЫМ	5125	111	1364	106	1364	106	4092	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	836	96
2030	МИАТЛЫ	3986	111	1061	106	1061	106	2249	109
2032	АРГВАНИ	1139	111	303	106	303	106	1024	107
U=115.0/-0 Z1=6.674+j16.502 Z2=6.674+j16.502 Z0=5.559+j29.175									
2032-	АРГВАНИ	3730	112	1022	107	1022	107	3065	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	413	96
2031	ДЫЛЫМ	2135	113	585	108	585	108	1266	109
2033	ТЛОХ	1595	111	437	106	437	106	1394	108
U=115.0/-0 Z1=6.017+j15.842 Z2=6.017+j15.842 Z0=2.850+j18.807									
2033-	ТЛОХ	3918	111	1261	106	1261	106	3784	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	640	98
2032	АРГВАНИ	1430	113	461	109	461	109	749	110
2034	БОТЛИХ-110	0	0	0	0	0	0	1005	104
2038	ТЛАЙЛУХ	2489	109	801	105	801	105	1404	111
U=115.0/-0 Z1=11.137+j24.812 Z2=11.137+j24.812 Z0=2.321+j24.022									
2034-	БОТЛИХ-110	2441	114	855	108	855	108	2565	108
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	439	103
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	275	103
2023	МИАРСО	0	0	0	0	0	0	739	106
2033	ТЛОХ	2441	114	855	108	855	108	1121	114
U=115.0/-0 Z1=1.651+j8.241 Z2=1.651+j8.241 Z0=1.438+j9.680									
2035-	НОВЫЙ ИРГАНАЙ	7899	101	2497	100	2497	100	7491	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	665	92
2037	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	3839	101	1213	100	1214	100	2659	101
2085	МАЙДАНСКОЕ	4061	102	1284	101	1284	101	4175	101
U=115.0/-0 Z1=1.335+j7.446 Z2=1.335+j7.446 Z0=0.939+j7.810									
2037-	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	8776	100	2888	99	2888	99	8664	99
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	310	92
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	134	92
2026	ГПП ИРГАНАЙ	5872	99	1932	98	1932	98	6121	98
2035	НОВЫЙ ИРГАНАЙ	2906	102	956	101	956	101	2105	102
U=115.0/-0 Z1=4.630+j13.516 Z2=4.630+j13.516 Z0=3.571+j18.573									
2038-	ТЛАЙЛУХ	4647	109	1401	106	1401	106	4204	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	223	95
2033	ТЛОХ	1205	113	363	110	363	110	1548	105
2039	ХУНЗАХ	3446	108	1039	104	1039	104	2439	107

Инв. № подл.	Взам. инв. №						Подпись и дата									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1										Лист
																140

U=115.0/-0 Z1=1.335+j7.446 Z2=1.335+j7.446 Z0=0.939+j7.810										
2037-	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	8776	100	2888	99	2888	99	8664	99	
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	310	92	
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	134	92	
2026	ГПП ИРГАНАЙ	5872	99	1932	98	1932	98	6121	98	
2035	НОВЫЙ ИРГАНАЙ	2906	102	956	101	956	101	2105	102	

U=115.0/-0 Z1=4.630+j13.516 Z2=4.630+j13.516 Z0=3.571+j18.573										
2038-	ТЛАЙЛУХ	4647	109	1401	106	1401	106	4204	106	
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	223	95	
2033	ТЛОХ	1205	113	363	110	363	110	1548	105	
2039	ХУНЗАХ	3446	108	1039	104	1039	104	2439	107	

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=5.458+j12.510 Z2=5.458+j12.510 Z0=1.935+j13.901							
2049-	КИЗЛЯР-1	4864	114	1620	108	1620	108
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2044	БАБАЮРТ	1504	115	501	109	501	109
2050	КИЗЛЯР-2	1973	113	657	108	657	108
2350	КАРГАЛИНСКАЯ	1387	113	462	108	462	108
U=115.0/-0 Z1=5.558+j12.713 Z2=5.558+j12.713 Z0=1.732+j13.240							
2050-	КИЗЛЯР-2	4785	114	1629	108	1629	108
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2048	РЕЧНАЯ	1429	113	487	107	487	107
2049	КИЗЛЯР-1	2240	113	763	107	763	107
2051	АЛЕКСАНДРИЯ	0	0	0	0	0	0
2054	ОТП НА КАЛИНОВКУ	538	118	183	113	183	113
2066	КОЧУБЕЙ	581	115	198	110	198	110
U=115.0/-0 Z1=13.858+j27.233 Z2=13.858+j27.233 Z0=8.500+j45.742							
2051-	АЛЕКСАНДРИЯ	2173	117	623	110	623	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2050	КИЗЛЯР-2	2173	117	623	110	623	110
U=115.0/-0 Z1=6.573+j15.083 Z2=6.573+j15.083 Z0=3.288+j19.793							
2054-	ОТП НА КАЛИНОВКУ	4035	114	1262	108	1262	108
2050	КИЗЛЯР-2	3331	112	1042	107	1042	107
2056	КАЛИНОВКА	0	0	0	0	0	0
2058	ТАРУМОВКА	708	119	222	114	222	114
U=115.0/-0 Z1=6.843+j15.553 Z2=6.843+j15.553 Z0=3.663+j21.178							
2056-	КАЛИНОВКА	3907	114	1205	108	1205	108
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2054	ОТП НА КАЛИНОВКУ	3907	114	1205	108	1205	108
U=115.0/-0 Z1=9.707+j19.855 Z2=9.707+j19.855 Z0=4.669+j27.073							
2058-	ТАРУМОВКА	3004	116	935	110	935	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2054	ОТП НА КАЛИНОВКУ	1738	115	541	109	541	109
2059	ОТП НА АРСЛАНБЕК	0	0	0	0	0	0
2063	ОТП НА ТАЛОВКУ	1266	117	394	111	394	111
U=115.0/-0 Z1=17.457+j27.895 Z2=17.457+j27.895 Z0=9.609+j42.771							
2059-	ОТП НА АРСЛАНБЕК	2017	122	614	114	614	114
2058	ТАРУМОВКА	2017	122	614	114	614	114
2060	АРСЛАНБЕК	0	0	0	0	0	0
2061	ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕБ	0	0	0	0	0	0
U=115.0/-0 Z1=18.097+j28.565 Z2=18.097+j28.565 Z0=10.247+j44.569							
2060-	АРСЛАНБЕК	1963	122	594	115	594	115
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2059	ОТП НА АРСЛАНБЕК	1963	122	594	115	594	115
U=115.0/-0 Z1=35.687+j46.805 Z2=35.687+j46.805 Z0=13.966+j70.788							
2061-	ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕБ	1128	127	358	117	358	117
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2059	ОТП НА АРСЛАНБЕК	1128	127	358	117	358	117
U=115.0/-0 Z1=9.769+j19.754 Z2=9.769+j19.754 Z0=6.047+j30.943							
2063-	ОТП НА ТАЛОВКУ	3013	116	886	110	886	110
2058	ТАРУМОВКА	1251	116	368	110	368	110
2064	ТАЛОВКА	0	0	0	0	0	0
2066	КОЧУБЕЙ	1762	117	518	110	518	110

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<table><tr><td colspan="2"> 2060- </td><td colspan="2"> АРСЛАНБЕК </td><td colspan="2"> 1963 </td><td colspan="2"> 122 </td><td colspan="2"> 594 </td><td colspan="2"> 115 </td><td colspan="2"> 594 </td><td colspan="2"> 115 </td><td colspan="2"> 1781 </td><td colspan="2"> 115 </td></tr><tr><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> Общая нейтраль </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 160 </td><td colspan="2"> 102 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2059 </td><td colspan="2"> ОТП НА АРСЛАНБЕК </td><td colspan="2"> 1963 </td><td colspan="2"> 122 </td><td colspan="2"> 594 </td><td colspan="2"> 115 </td><td colspan="2"> 594 </td><td colspan="2"> 115 </td><td colspan="2"> 1626 </td><td colspan="2"> 116 </td></tr><tr><td colspan="22"> </td></tr><tr><td colspan="22"> U=115.0/-0 Z1=35.687+j46.805 Z2=35.687+j46.805 Z0=13.966+j70.788 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2061- </td><td colspan="2"> ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕВ </td><td colspan="2"> 1128 </td><td colspan="2"> 127 </td><td colspan="2"> 358 </td><td colspan="2"> 117 </td><td colspan="2"> 358 </td><td colspan="2"> 117 </td><td colspan="2"> 1075 </td><td colspan="2"> 117 </td></tr><tr><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> Общая нейтраль </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 435 </td><td colspan="2"> 106 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2059 </td><td colspan="2"> ОТП НА АРСЛАНБЕК </td><td colspan="2"> 1128 </td><td colspan="2"> 127 </td><td colspan="2"> 358 </td><td colspan="2"> 117 </td><td colspan="2"> 358 </td><td colspan="2"> 117 </td><td colspan="2"> 654 </td><td colspan="2"> 125 </td></tr><tr><td colspan="22"> </td></tr><tr><td colspan="22"> U=115.0/-0 Z1=9.769+j19.754 Z2=9.769+j19.754 Z0=6.047+j30.943 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2063- </td><td colspan="2"> ОТП НА ТАЛОВКУ </td><td colspan="2"> 3013 </td><td colspan="2"> 116 </td><td colspan="2"> 886 </td><td colspan="2"> 110 </td><td colspan="2"> 886 </td><td colspan="2"> 110 </td><td colspan="2"> 2657 </td><td colspan="2"> 110 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2058 </td><td colspan="2"> ТАРУМОВКА </td><td colspan="2"> 1251 </td><td colspan="2"> 116 </td><td colspan="2"> 368 </td><td colspan="2"> 110 </td><td colspan="2"> 368 </td><td colspan="2"> 110 </td><td colspan="2"> 1222 </td><td colspan="2"> 110 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2064 </td><td colspan="2"> ТАЛОВКА </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 0 </td><td colspan="2"> 162 </td><td colspan="2"> 99 </td></tr><tr><td colspan="2"> 2066 </td><td colspan="2"> КОЧУВЕЙ </td><td colspan="2"> 1762 </td><td colspan="2"> 117 </td><td colspan="2"> 518 </td><td colspan="2"> 110 </td><td colspan="2"> 518 </td><td colspan="2"> 110 </td><td colspan="2"> 1276 </td><td colspan="2"> 111 </td></tr><tr><td colspan="22"> </td></tr></table>												2060-		АРСЛАНБЕК		1963		122		594		115		594		115		1781		115		0		Общая нейтраль		0		0		0		0		0		160		102		2059		ОТП НА АРСЛАНБЕК		1963		122		594		115		594		115		1626		116																								U=115.0/-0 Z1=35.687+j46.805 Z2=35.687+j46.805 Z0=13.966+j70.788																						2061-		ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕВ		1128		127		358		117		358		117		1075		117		0		Общая нейтраль		0		0		0		0		0		0		435		106		2059		ОТП НА АРСЛАНБЕК		1128		127		358		117		358		117		654		125																								U=115.0/-0 Z1=9.769+j19.754 Z2=9.769+j19.754 Z0=6.047+j30.943																						2063-		ОТП НА ТАЛОВКУ		3013		116		886		110		886		110		2657		110		2058		ТАРУМОВКА		1251		116		368		110		368		110		1222		110		2064		ТАЛОВКА		0		0		0		0		0		0		162		99		2066		КОЧУВЕЙ		1762		117		518		110		518		110		1276		111																							
			2060-		АРСЛАНБЕК		1963		122		594		115		594		115		1781		115																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
			0		Общая нейтраль		0		0		0		0		0		160		102																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
2059		ОТП НА АРСЛАНБЕК		1963		122		594		115		594		115		1626		116																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
U=115.0/-0 Z1=35.687+j46.805 Z2=35.687+j46.805 Z0=13.966+j70.788																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
2061-		ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕВ		1128		127		358		117		358		117		1075		117																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
0		Общая нейтраль		0		0		0		0		0		0		435		106																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
2059		ОТП НА АРСЛАНБЕК		1128		127		358		117		358		117		654		125																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
U=115.0/-0 Z1=9.769+j19.754 Z2=9.769+j19.754 Z0=6.047+j30.943																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
2063-		ОТП НА ТАЛОВКУ		3013		116		886		110		886		110		2657		110																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
2058		ТАРУМОВКА		1251		116		368		110		368		110		1222		110																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
2064		ТАЛОВКА		0		0		0		0		0		0		162		99																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
2066		КОЧУВЕЙ		1762		117		518		110		518		110		1276		111																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1												Лист																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
																		142																																																																																																																																																																																																																																																																																																																

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=12.509+j22.594 Z2=12.509+j22.594 Z0=8.980+j38.900							
2064-	ТАЛОВКА	2571	119	732	112	732	112
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2063	ОТП НА ТАЛОВКУ	2571	119	732	112	732	112
U=115.0/-0 Z1=8.324+j17.221 Z2=8.324+j17.221 Z0=4.794+j26.365							
2066-	КОЧУБЕЙ	3471	116	1030	109	1030	109
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2050	КИЗЛЯР-2	971	113	288	107	288	107
2063	ОТП НА ТАЛОВКУ	898	116	266	110	267	110
2070	КОМИНТЕРН	921	119	273	112	273	112
2886	АРТЕЗИАН-2	683	114	203	108	203	108
U=115.0/-0 Z1=10.787+j20.880 Z2=10.787+j20.880 Z0=8.687+j40.096							
2070-	КОМИНТЕРН	2825	117	761	110	761	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2066	КОЧУБЕЙ	1685	116	454	109	454	109
2072	Ю-СУХОКУМСК	1141	119	307	112	307	112
U=115.0/0 Z1=10.085+j18.895 Z2=10.085+j18.895 Z0=5.684+j31.842							
2072-	Ю-СУХОКУМСК	3100	118	894	110	894	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
1833	ЗАТЕРЕЧНАЯ	2095	118	604	111	604	111
2070	КОМИНТЕРН	1005	117	290	110	290	110
U=340.0/0 Z1=8.195+j38.020 Z2=8.195+j38.020 Z0=3.492+j31.056							
2074-	1АТ ПС АРТЕМ	5047	102	1802	101	1802	101
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2003	АРТЕМ	1516	89	541	87	541	87
2018	АРТЕМ	3590	108	1282	106	1282	106
U=115.0/-0 Z1=2.066+j8.313 Z2=2.066+j8.313 Z0=0.883+j7.175							
2076-	ГЕРГЕВИЛЬ	7750	104	2729	102	2729	102
0,2	Общая нейтраль	427	90	150	88	150	88
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2024	БУЙНАКСК-1	2082	108	733	105	733	105
2078	ГУНИВСКАЯ ГЭС	1339	106	472	103	472	103
2081	ЦУДАХАР	889	118	313	116	313	116
2083	ГОЦАТЛИНСКАЯ ГЭС	3069	99	1081	97	1081	97
U=115.0/-0 Z1=2.820+j9.879 Z2=2.820+j9.879 Z0=1.357+j9.444							
2078-	ГУНИВСКАЯ ГЭС	6462	106	2211	103	2211	103
0	Общая нейтраль	284	90	97	88	97	88
2076	ГЕРГЕВИЛЬ	4461	107	1526	104	1526	104
2079	КАРАДАХ	1729	107	591	105	591	105
2176	ГУНИВ	0	0	0	0	0	0
U=115.0/-0 Z1=3.307+j10.868 Z2=3.307+j10.868 Z0=2.304+j12.819							
2079-	КАРАДАХ	5844	107	1860	104	1860	104
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2039	ХУНЗАХ	2312	106	736	104	736	104
2078	ГУНИВСКАЯ ГЭС	3533	107	1125	105	1124	105
U=115.0/-0 Z1=6.453+j13.912 Z2=6.453+j13.912 Z0=4.073+j20.067							
2081-	ЦУДАХАР	4329	115	1307	110	1307	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2076	ГЕРГЕВИЛЬ	3190	114	963	109	963	109
2125	ЛЕВАШИ	1140	117	344	112	344	112

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

143

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=1.480+j7.624 Z2=1.480+j7.624 Z0=0.423+j4.912							
2083-	ГОЦАТЛИНСКАЯ ГЭС	8549	101	3248	100	3248	100
0	Общая нейтраль	2068	90	786	89	786	89
2039	ХУНЗАХ	1250	110	475	108	475	108
2076	ГЕРГЕВИЛЬ	2272	106	863	104	863	104
2084	ГОЦАТЛИНСКАЯ	3019	101	1147	100	1147	100
U=115.0/-0 Z1=1.528+j7.779 Z2=1.528+j7.779 Z0=0.614+j5.803							
2084-	ГОЦАТЛИНСКАЯ	8374	101	3063	100	3063	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2083	ГОЦАТЛИНСКАЯ ГЭС	5250	101	1921	100	1920	100
2085	МАЙДАНСКОЕ	3124	101	1142	100	1143	100
U=115.0/-0 Z1=1.557+j7.878 Z2=1.557+j7.878 Z0=0.778+j6.526							
2085-	МАЙДАНСКОЕ	8268	101	2935	100	2935	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2035	НОВЫЙ ИРГАНAY	3202	101	1137	100	1137	100
2084	ГОЦАТЛИНСКАЯ	5066	101	1799	100	1798	100
U=115.0/-0 Z1=1.143+j7.139 Z2=1.143+j7.139 Z0=0.376+j5.754							
2086-	ИРГАНAY ГЭС	9183	99	3285	98	3285	98
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2025	ИРГАНAY ГЭС ШЗ30	4501	92	1610	90	1610	90
2026	ГПП ИРГАНAY	4757	106	1702	105	1702	105
U=115.0/0 Z1=2.319+j7.154 Z2=2.319+j7.154 Z0=1.599+j8.940							
2087-	МАХАЧКАЛА-110	8827	108	2758	105	2758	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2016	ШАМХАЛ ТЯГОВАЯ	2236	107	699	105	699	105
2088	ГПП	6591	108	2059	105	2059	105
U=115.0/0 Z1=1.178+j4.826 Z2=1.178+j4.826 Z0=0.416+j3.214							
2088-	ГПП	13364	104	5044	102	5044	102
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2017	ШАМХАЛ	1621	106	612	104	612	104
2020	КОМПАС	1844	104	696	103	696	103
2087	МАХАЧКАЛА-110	1343	107	507	105	507	105
2089	ЦПП	1906	102	719	100	719	100
2090	НОВАЯ	2746	103	1037	102	1037	102
2112	МАХАЧКАЛА	1954	103	737	101	737	101
2187	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ	1954	103	737	101	737	101
U=115.0/0 Z1=1.529+j5.599 Z2=1.529+j5.599 Z0=0.798+j4.999							
2089-	ЦПП	11438	105	3987	103	3987	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2088	ГПП	7849	105	2736	103	2736	103
2185	ОТПАЙКА НА ЦПП	3589	106	1251	104	1251	104
U=115.0/0 Z1=1.452+j5.357 Z2=1.452+j5.357 Z0=0.761+j4.549							
2090-	НОВАЯ	11961	105	4229	104	4229	104
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2088	ГПП	7156	106	2530	104	2530	104
2091	ВОСТОЧНАЯ	4806	104	1699	103	1699	103
U=115.0/0 Z1=1.132+j4.926 Z2=1.132+j4.926 Z0=0.526+j3.495							
2091-	ВОСТОЧНАЯ	13135	103	4869	102	4869	102
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2027	БУЙНАКСК-2	1713	102	635	101	635	101
2090	НОВАЯ	2902	108	1076	107	1076	107
2094	ПРИОЗЕРНАЯ	0	0	0	0	0	0
2095	ПРИОЗЕРНАЯ	0	0	0	0	0	0
2098	ОТПАЙКА НА НС-1	1867	104	692	103	692	103
2099	ОТПАЙКА НА НС-1	1867	104	692	103	692	103
2112	МАХАЧКАЛА	2819	94	1045	93	1045	93
2185	ОТПАЙКА НА ЦПП	2013	106	746	105	746	105

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

144

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
		I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/0	Z1=2.632+j7.546	Z2=2.632+j7.546	Z0=1.591+j12.324				
2092-	ПРИМОРСКАЯ	8307 109	2349 104	2349 104	7048 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1010 97		
2094	ПРИОЗЕРНАЯ	8307 109	2349 104	2349 104	6047 105		
U=115.0/0	Z1=2.632+j7.546	Z2=2.632+j7.546	Z0=1.772+j12.985				
2093-	ПРИМОРСКАЯ	8307 109	2294 104	2294 104	6881 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	649 96		
2095	ПРИОЗЕРНАЯ	8307 109	2294 104	2294 104	6239 105		
U=115.0/0	Z1=2.622+j7.526	Z2=2.622+j7.526	Z0=1.580+j12.251				
2094-	ПРИОЗЕРНАЯ	8330 109	2359 104	2359 104	7077 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	944 97		
2091	ВОСТОЧНАЯ	8330 109	2359 104	2359 104	5148 107		
2092	ПРИМОРСКАЯ	0 0	0 -147	0 -86	1007 97		
U=115.0/0	Z1=2.622+j7.526	Z2=2.622+j7.526	Z0=1.758+j12.903				
2095-	ПРИОЗЕРНАЯ	8330 109	2304 104	2304 104	6911 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	972 96		
2091	ВОСТОЧНАЯ	8330 109	2304 104	2304 104	5311 106		
2093	ПРИМОРСКАЯ	0 0	0 -148	0 61	647 96		
U=115.0/0	Z1=2.267+j7.115	Z2=2.267+j7.115	Z0=2.283+j12.038				
2096-	Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ	8890 108	2446 105	2446 105	7338 105		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	647 94		
2187	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ	8890 108	2446 105	2446 105	6704 106		
U=115.0/0	Z1=2.070+j6.667	Z2=2.070+j6.667	Z0=1.766+j9.870				
2097-	Ю-ВОСТОЧНАЯ 2СШ	9510 107	2773 104	2773 104	8318 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	600 94		
2185	ОТПАЙКА НА ЦПП	9510 107	2773 104	2773 104	7728 105		
U=115.0/0	Z1=1.478+j5.570	Z2=1.478+j5.570	Z0=1.034+j5.474				
2098-	ОТПАЙКА НА НС-1	11521 105	3885 104	3885 104	11656 104		
2091	ВОСТОЧНАЯ	4859 104	1639 102	1639 102	4557 104		
2100	НАСОСНАЯ-1	0 0	0 0	0 0	287 93		
2115	БЕРЕГ	6664 106	2247 104	2247 104	6817 104		
U=115.0/0	Z1=1.478+j5.570	Z2=1.478+j5.570	Z0=1.034+j5.474				
2099-	ОТПАЙКА НА НС-1	11521 105	3885 104	3885 104	11656 104		
2091	ВОСТОЧНАЯ	4859 104	1639 102	1639 102	4557 104		
2101	НАСОСНАЯ-1	0 0	0 0	0 0	287 93		
2115	БЕРЕГ	6664 106	2247 104	2247 104	6817 104		
U=115.0/0	Z1=2.488+j7.400	Z2=2.488+j7.400	Z0=2.480+j10.928				
2100-	НАСОСНАЯ-1	8504 109	2478 106	2478 106	7435 106		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	378 93		
2098	ОТПАЙКА НА НС-1	8504 109	2478 106	2478 106	7067 107		
U=115.0/0	Z1=2.478+j7.400	Z2=2.478+j7.400	Z0=2.462+j10.927				
2101-	НАСОСНАЯ-1	8507 109	2479 106	2479 106	7438 106		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	378 93		
2099	ОТПАЙКА НА НС-1	8507 109	2479 106	2479 106	7070 107		
U=115.0/0	Z1=1.446+j5.557	Z2=1.446+j5.557	Z0=0.859+j5.444				
2102-	ОТПАЙКА НА ЗТМ	11561 105	3910 103	3910 103	11730 103		
2104	ЗТМ 1СШ	0 0	0 0	0 0	1122 94		
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	5694 104	1926 102	1926 102	4506 101		
2115	БЕРЕГ	5867 105	1984 103	1984 103	6124 106		
U=115.0/0	Z1=1.408+j5.482	Z2=1.408+j5.482	Z0=0.817+j4.914				
2103-	ОТПАЙКА НА ЗТМ	11730 104	4076 103	4076 103	12228 103		
2105	ЗТМ 2СШ	0 0	0 0	0 0	689 94		
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	7393 104	2569 103	2569 103	7313 103		
2115	БЕРЕГ	4337 105	1507 103	1507 103	4236 104		

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

145

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)			
U=115.0/0	Z1=1.696+j6.097	Z2=1.696+j6.097	Z0=1.144+j6.815			
2104-	ЗТМ 1СШ	10489 106	3397 103	3397 103	10191 103	103
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1260 94	
2102	ОТПАЙКА НА ЗТМ	10489 106	3397 103	3397 103	8951 105	
U=115.0/0	Z1=1.678+j6.032	Z2=1.678+j6.032	Z0=1.178+j6.447			
2105-	ЗТМ 2СШ	10604 106	3484 104	3484 104	10451 104	104
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	790 93	
2103	ОТПАЙКА НА ЗТМ	10604 106	3484 104	3484 104	9675 105	
U=115.0/0	Z1=1.259+j5.192	Z2=1.259+j5.192	Z0=0.584+j4.103			
2106-	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	12428 104	4481 102	4481 102	13444 102	102
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1990 94	
2102	ОТПАЙКА НА ЗТМ	2350 105	847 103	847 103	2188 101	
2103	ОТПАЙКА НА ЗТМ	2403 105	867 103	867 103	2945 104	
2107	ОТП НА ОЧ.СООР.	3831 103	1381 102	1382 102	3298 104	
2108	ОТП НА ОЧ.СООР.	3845 103	1387 101	1387 101	3049 104	
U=115.0/0	Z1=1.313+j5.327	Z2=1.313+j5.327	Z0=0.792+j4.785			
2107-	ОТП НА ОЧ.СООР.	12101 104	4198 102	4198 102	12595 102	102
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	5555 105	1927 104	1927 104	6272 103	
2109	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	0 0	0 0	0 0	1007 94	
2114	УЙТАШ	6550 102	2272 101	2272 101	5329 104	
U=115.0/0	Z1=1.312+j5.327	Z2=1.312+j5.327	Z0=0.831+j4.900			
2108-	ОТП НА ОЧ.СООР.	12102 104	4167 103	4167 103	12501 103	103
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	5640 104	1942 103	1942 103	6597 102	
2110	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	0 0	0 0	0 0	432 93	
2114	УЙТАШ	6462 103	2225 102	2225 102	5479 104	
U=115.0/0	Z1=1.973+j6.277	Z2=1.973+j6.277	Z0=1.381+j8.475			
2109-	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	10090 107	3060 104	3060 104	9181 104	104
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1410 95	
2107	ОТП НА ОЧ.СООР.	10090 107	3060 104	3060 104	7792 106	
U=115.0/0	Z1=1.972+j6.277	Z2=1.972+j6.277	Z0=1.640+j9.191			
2110-	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	10091 107	2957 104	2957 104	8872 104	104
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	596 94	
2108	ОТП НА ОЧ.СООР.	10091 107	2957 104	2957 104	8286 105	
U=340.0/0	Z1=2.176+j19.792	Z2=2.176+j19.792	Z0=2.617+j21.629			
2111-	МАХАЧКАЛА	9859 96	3186 96	3186 96	9559 96	96
2003	АРТЕМ	4974 96	1607 96	1607 96	2742 99	
2025	ИРГАНАЙ ГЭС ШЗ30	2032 93	657 93	657 93	1915 98	
2112	МАХАЧКАЛА	1083 103	350 104	350 104	3755 93	
2139	ДЕРБЕНТ	1783 96	576 97	576 97	1157 98	
U=115.0/0	Z1=0.585+j3.967	Z2=0.585+j3.967	Z0=0.225+j2.115			
2112-	МАХАЧКАЛА	16556 98	6544 98	6544 98	19631 98	98
0,3	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	451 92	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	5715 94	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	300 92	
2088	ГПП	1002 109	396 108	396 108	871 103	
2091	ВОСТОЧНАЯ	1134 100	448 100	448 100	1165 106	
2111	МАХАЧКАЛА	10329 92	4082 91	4083 91	5587 97	
2114,2	УЙТАШ	751 110	297 110	297 110	1437 100	
2114,1	УЙТАШ	751 110	297 110	297 110	1437 100	
2117	МАНАС ТЯГОВАЯ	758 114	300 114	300 114	978 101	
2187	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ	1002 109	396 108	396 108	906 103	
2188	ОТПАЙКА НА НС-2	1034 114	409 114	409 114	822 101	
U=115.0/0	Z1=2.562+j7.689	Z2=2.562+j7.689	Z0=2.878+j13.122			
2113-	НАСОСНАЯ-2	8192 108	2243 106	2243 106	6728 106	106
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	410 93	
2188	ОТПАЙКА НА НС-2	8192 108	2243 106	2243 106	6328 106	

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

146

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
		I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/0 Z1=1.052+j4.819 Z2=1.052+j4.819 Z0=0.639+j3.899							
2114-	УЙТАШ	13459	102	4806	101	4806	101
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	517	92
2107	ОТП НА ОЧ.СООР.	1700	105	607	105	607	105
2108	ОТП НА ОЧ.СООР.	1706	105	609	104	609	104
2112,2	МАХАЧКАЛА	5029	101	1796	100	1796	100
2112,1	МАХАЧКАЛА	5029	101	1796	100	1796	100
U=115.0/0 Z1=1.326+j5.295 Z2=1.326+j5.295 Z0=0.745+j4.534							
2115-	БЕРЕГ	12163	104	4283	103	4283	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	268	93
2098	ОТПАЙКА НА НС-1	3139	105	1105	103	1105	103
2099	ОТПАЙКА НА НС-1	3139	105	1105	103	1105	103
2102	ОТПАЙКА НА ЗТМ	2910	104	1025	102	1025	102
2103	ОТПАЙКА НА ЗТМ	2975	104	1048	102	1048	102
U=115.0/0 Z1=2.859+j8.267 Z2=2.859+j8.267 Z0=1.468+j10.070							
2117-	МАНАС ТЯГОВАЯ	7589	109	2409	105	2409	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	2581	97
2112	МАХАЧКАЛА	5280	108	1676	104	1676	104
2173	ОТП НА РАССВЕТ	2312	111	734	107	734	107
U=115.0/0 Z1=2.905+j8.159 Z2=2.905+j8.159 Z0=3.127+j15.461							
2118-	РАССВЕТ 1СШ	7666	110	2011	106	2011	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	423	94
2172	ОТП НА РАССВЕТ	7666	110	2011	106	2011	106
U=115.0/0 Z1=3.822+j9.909 Z2=3.822+j9.909 Z0=2.939+j16.691							
2119-	РАССВЕТ 2СШ	6251	111	1746	106	1746	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	630	96
2173	ОТП НА РАССВЕТ	6251	111	1746	106	1746	106
U=115.0/0 Z1=2.822+j7.603 Z2=2.822+j7.603 Z0=1.678+j9.769							
2121-	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	8186	110	2551	106	2551	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1076	97
2123	СЕРГОКАЛА	884	116	276	112	276	112
2128,1	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	1180	112	368	108	368	108
2128,2	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	1180	112	368	108	368	108
2172	ОТП НА РАССВЕТ	2856	108	890	104	890	104
2173	ОТП НА РАССВЕТ	2095	108	653	104	653	104
U=115.0/-0 Z1=7.782+j15.846 Z2=7.782+j15.846 Z0=4.693+j25.473							
2123-	СЕРГОКАЛА	3760	116	1095	110	1095	110
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	604	99
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	238	99
2121	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2470	116	719	109	719	109
2125	ЛЕВАШИ	1290	117	376	110	376	110
U=115.0/-0 Z1=8.446+j17.096 Z2=8.446+j17.096 Z0=3.322+j21.671							
2125-	ЛЕВАШИ	3482	116	1117	110	1117	110
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	529	101
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	206	101
2081	ЦУДАХАР	2001	116	642	109	642	109
2123	СЕРГОКАЛА	1481	117	475	111	475	111
2126	АКУША	0	0	0	0	658	105
U=115.0/-0 Z1=12.886+j24.866 Z2=12.886+j24.866 Z0=4.622+j32.776							
2126-	АКУША	2370	117	755	110	755	110
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	532	102
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	333	102
2125	ЛЕВАШИ	2370	117	755	110	755	110

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

147

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
		I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/0	Z1=3.122+j8.079	Z2=3.122+j8.079	Z0=1.876+j11.058				
2128-	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	7665 111	2338 107	2338 107	7013 107		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	714 97		
2121,1	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2565 111	782 106	782 106	1850 107		
2121,2	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2565 111	782 106	782 106	1850 107		
2132	КАЯКЕНТ ТЯГОВАЯ	1222 112	373 108	373 108	1585 108		
2133	КАЯКЕНТ 1СШ	1313 112	400 108	400 108	1025 109		
U=115.0/0	Z1=11.199+j16.853	Z2=11.199+j16.853	Z0=6.980+j28.107				
2130-	РОДНИКОВАЯ	3281 124	970 115	970 115	2910 115		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	166 101		
2131	КАЙТАГ	0 0	0 0	0 0	749 104		
2135	МАМЕДКАЛА	3281 124	970 115	970 115	2024 121		
U=115.0/0	Z1=14.619+j20.403	Z2=14.619+j20.403	Z0=7.476+j33.428				
2131-	КАЙТАГ	2645 126	802 116	802 116	2405 116		
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	585 104		
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	231 104		
2130	РОДНИКОВАЯ	2645 126	802 116	802 116	1619 123		
U=115.0/0	Z1=5.245+j11.825	Z2=5.245+j11.825	Z0=1.549+j12.848				
2132-	КАЯКЕНТ ТЯГОВАЯ	5132 114	1727 108	1727 108	5182 108		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2353 101		
2128	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	2933 114	987 109	987 109	1460 115		
2134	КАЯКЕНТ 2СШ	2199 113	740 108	740 108	1401 113		
U=115.0/0	Z1=4.959+j11.316	Z2=4.959+j11.316	Z0=4.702+j20.960				
2133-	КАЯКЕНТ 1СШ	5373 114	1444 109	1444 109	4332 109		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	422 96		
2128	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	3179 114	854 109	854 109	2375 109		
2192	ОТП НА МАМЕДКАЛУ	2195 113	590 108	590 108	1546 111		
U=115.0/0	Z1=5.310+j12.013	Z2=5.310+j12.013	Z0=2.599+j15.531				
2134-	КАЯКЕНТ 2СШ	5054 114	1592 108	1592 108	4775 108		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	541 99		
2132	КАЯКЕНТ ТЯГОВАЯ	2483 115	782 109	782 109	2803 108		
2135	МАМЕДКАЛА	2572 113	810 108	810 108	1444 114		
U=115.0/0	Z1=2.639+j7.973	Z2=2.639+j7.973	Z0=1.980+j9.971				
2135-	МАМЕДКАЛА	7904 108	2467 106	2467 106	7400 106		
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	534 94		
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	211 94		
2130	РОДНИКОВАЯ	0 0	0 0	0 0	620 101		
2134	КАЯКЕНТ 2СШ	1170 115	365 112	365 112	1173 106		
2191	ОТП. НА ПС ОГНИ	2761 105	861 103	861 103	1989 108		
2192	ОТП НА МАМЕДКАЛУ	3985 109	1243 106	1243 106	2892 108		
U=115.0/0	Z1=3.257+j8.891	Z2=3.257+j8.891	Z0=3.203+j13.702				
2137-	ОГНИ	7011 110	2015 107	2015 107	6044 107		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	378 94		
2190	ОТП. НА ПС ОГНИ	7011 110	2015 107	2015 107	5677 108		
U=115.0/0	Z1=3.219+j9.355	Z2=3.219+j9.355	Z0=3.556+j15.178				
2138-	ОГНИ	6710 109	1879 106	1879 106	5637 106		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	239 93		
2191	ОТП. НА ПС ОГНИ	6710 109	1879 106	1879 106	5404 107		
U=340.0/-0	Z1=3.111+j25.278	Z2=3.111+j25.278	Z0=3.571+j32.667				
2139-	ДЕРВЕНТ	7708 97	2343 97	2343 97	7028 97		
2003	АРТЕМ	1975 97	600 96	600 96	1024 101		
2111	МАХАЧКАЛА	2510 96	763 96	763 96	1478 100		
2140,1	ДЕРВЕНТ	513 101	156 101	156 101	2002 93		
2140,2	ДЕРВЕНТ	328 101	100 101	100 101	1280 93		
2245	ХАЧМАС (АЗЕРБ.)	2385 96	725 96	725 96	1256 99		

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

148

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)			
U=115.0/0	Z1=0.651+j5.360	Z2=0.651+j5.360	Z0=0.233+j2.912			
2140-	ДЕРВЕНТ	12296 97	4840 96	4840 96	14519 96	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2923 94	
0,3	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1744 94	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	977 92	
2139,1	ДЕРВЕНТ	5376 93	2116 93	2116 93	2331 98	
2139,2	ДЕРВЕНТ	3437 93	1353 93	1353 93	1490 98	
2141	ДЕРВЕНТ СЕВЕРНАЯ	0 0	0 0	0 0	810 94	
2147	ОТП ДЕРВЕНТ ТЯГ.	1083 96	426 95	426 95	1387 98	
2148	ОТП ДЕРВЕНТ ТЯГ.	746 96	294 95	294 95	1057 98	
2190	ОТП. НА ПС ОГНИ	936 117	368 117	368 117	669 103	
2191	ОТП. НА ПС ОГНИ	845 117	333 116	333 116	598 102	
2196	ОТП. НА ГЕДЖУХ	0 0	0 0	0 0	377 94	
2197	ОТП. НА ГЕДЖУХ	0 0	0 0	0 0	174 93	
U=115.0/0	Z1=1.841+j7.720	Z2=1.841+j7.720	Z0=1.489+j8.654			
2141-	ДЕРВЕНТ СЕВЕРНАЯ	8365 103	2694 102	2694 102	8082 102	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	316 92	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1270 92	
2140	ДЕРВЕНТ	8365 103	2694 102	2694 102	6526 104	
U=115.0/0	Z1=3.311+j10.020	Z2=3.311+j10.020	Z0=3.614+j23.520			
2143-	ДЕРВЕНТ ЗАПАДНАЯ	6291 108	1484 103	1484 103	4451 103	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	481 94	
2197	ОТП. НА ГЕДЖУХ	6291 108	1484 103	1484 103	3977 104	
U=115.0/0	Z1=3.311+j10.020	Z2=3.311+j10.020	Z0=3.157+j21.802			
2144-	ДЕРВЕНТ ЗАПАДНАЯ	6291 108	1545 103	1545 103	4635 103	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	464 95	
2196	ОТП. НА ГЕДЖУХ	6291 108	1545 103	1545 103	4176 104	
U=115.0/0	Z1=5.531+j13.900	Z2=5.531+j13.900	Z0=4.372+j33.653			
2145-	ГЕДЖУХ 1СШ	4438 112	1048 104	1048 104	3143 104	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	767 97	
2196	ОТП. НА ГЕДЖУХ	4438 112	1048 104	1048 104	2384 106	
U=115.0/0	Z1=5.531+j13.900	Z2=5.531+j13.900	Z0=7.596+j44.054			
2146-	ГЕДЖУХ 2СШ	4438 112	894 105	894 105	2683 105	
2197	ОТП. НА ГЕДЖУХ	4438 112	894 105	894 105	2683 105	
U=115.0/-0	Z1=1.030+j6.030	Z2=1.030+j6.030	Z0=0.781+j4.870			
2147-	ОТП ДЕРВЕНТ ТЯГ.	10852 100	3867 100	3867 100	11601 100	
2140	ДЕРВЕНТ	9474 100	3376 100	3376 100	9408 100	
2149	ДЕРВЕНТ ТЯГОВАЯ	0 0	0 0	0 0	923 91	
2151	ОТП НА АРАВЛИНКУ	1379 97	491 97	491 97	1281 101	
U=115.0/-0	Z1=1.602+j7.059	Z2=1.602+j7.059	Z0=1.425+j7.491			
2148-	ОТП ДЕРВЕНТ ТЯГ.	9171 103	3004 102	3004 102	9012 102	
2140	ДЕРВЕНТ	7807 103	2557 102	2557 102	6656 104	
2150	ДЕРВЕНТ ТЯГОВАЯ	0 0	0 0	0 0	1108 92	
2152	ОТП НА АРАВЛИНКУ	1365 101	447 100	447 100	1267 103	
U=115.0/-0	Z1=1.620+j7.050	Z2=1.620+j7.050	Z0=1.331+j8.812			
2149-	ДЕРВЕНТ ТЯГОВАЯ	9177 103	2841 101	2841 101	8524 101	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1335 93	
2147	ОТП ДЕРВЕНТ ТЯГ.	9177 103	2841 101	2841 101	7207 103	
U=115.0/-0	Z1=2.192+j8.079	Z2=2.192+j8.079	Z0=1.806+j11.035			
2150-	ДЕРВЕНТ ТЯГОВАЯ	7930 105	2380 103	2380 103	7141 103	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1403 94	
2148	ОТП ДЕРВЕНТ ТЯГ.	7930 105	2380 103	2380 103	5761 105	

Инов. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Кол.уч.
Лист	№ док.
Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

149

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=1.782+j7.440 Z2=1.782+j7.440 Z0=1.962+j9.136							
2151-	ОТП НА АРАВЛИНКУ	8678	103	2694	103	2694	103
2147	ОТП ДЕРБЕНТ ТЯГ.	6728	104	2089	104	2089	104
2154	АРАВЛИНКА	0	0	0	0	0	91
2156	ОТП. НА САМУР	1954	100	607	100	607	102
U=115.0/-0 Z1=2.643+j9.012 Z2=2.643+j9.012 Z0=2.981+j13.236							
2152-	ОТП НА АРАВЛИНКУ	7069	106	2053	105	2053	105
2148	ОТП ДЕРБЕНТ ТЯГ.	5023	107	1459	106	1459	106
2153	АРАВЛИНКА	0	0	0	0	0	92
2155	ОТП. НА САМУР	2048	104	595	103	595	104
U=115.0/-0 Z1=2.963+j9.572 Z2=2.963+j9.572 Z0=3.427+j15.883							
2153-	АРАВЛИНКА	6626	107	1831	105	1831	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	93
2152	ОТП НА АРАВЛИНКУ	6626	107	1831	105	1831	105
U=115.0/-0 Z1=2.102+j8.000 Z2=2.102+j8.000 Z0=2.427+j11.826							
2154-	АРАВЛИНКА	8026	105	2321	103	2321	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	92
2151	ОТП НА АРАВЛИНКУ	8026	105	2321	103	2321	104
U=115.0/-0 Z1=3.094+j10.025 Z2=3.094+j10.025 Z0=3.407+j15.379							
2155-	ОТП. НА САМУР	6328	107	1809	105	1809	105
2152	ОТП НА АРАВЛИНКУ	3607	109	1031	107	1031	107
2157	САМУР 1СШ	0	0	0	0	0	93
2159	БЕЛИДЖИ	2724	105	779	103	779	105
U=115.0/-0 Z1=2.262+j8.450 Z2=2.262+j8.450 Z0=2.528+j11.579							
2156-	ОТП. НА САМУР	7589	105	2263	104	2263	104
2151	ОТП НА АРАВЛИНКУ	5144	107	1534	106	1534	105
2158	САМУР 2СШ	0	0	0	0	0	92
2159	БЕЛИДЖИ	2454	101	732	100	731	103
U=115.0/-0 Z1=4.804+j13.015 Z2=4.804+j13.015 Z0=5.340+j23.418							
2157-	САМУР 1СШ	4785	110	1285	107	1285	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	94
2155	ОТП. НА САМУР	4785	110	1285	107	1285	108
U=115.0/-0 Z1=3.922+j11.350 Z2=3.922+j11.350 Z0=4.558+j19.677							
2158-	САМУР 2СШ	5528	109	1504	106	1504	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	93
2156	ОТП. НА САМУР	5528	109	1504	106	1504	108
U=115.0/-0 Z1=2.171+j9.172 Z2=2.171+j9.172 Z0=1.504+j10.013							
2159-	БЕЛИДЖИ	7043	103	2293	102	2293	102
0,1	Общая нейтраль	2243	90	730	88	730	93
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	93
2155	ОТП. НА САМУР	1994	109	649	108	649	106
2156	ОТП. НА САМУР	2894	109	942	108	942	107
2161	СОВЕТСКАЯ	0	0	0	0	0	106
2170	ОРУЖБА	0	0	0	0	0	99
U=115.0/-0 Z1=8.233+j17.399 Z2=8.233+j17.399 Z0=5.274+j23.995							
2160-	МОРСКАЯ	3449	115	1059	110	1059	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	98
2163	ТАГИРКЕНТ	2537	114	779	109	779	111
2164	МАГАРАМКЕНТ	915	120	281	115	281	111
U=115.0/-0 Z1=7.869+j15.339 Z2=7.869+j15.339 Z0=5.798+j21.594							
2161-	СОВЕТСКАЯ	3851	117	1174	112	1174	112
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	97
2159	БЕЛИДЖИ	3083	118	940	114	940	115
2162	КАСУМКЕНТ	772	112	235	108	235	111

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

150

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=10.040+j18.106 Z2=10.040+j18.106 Z0=5.203+j22.269							
2162-	КАСУМКЕНТ	3207	119	1042	113	1042	113
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2161	СОВЕТСКАЯ	2098	122	682	116	682	116
2164	МАГАРАМКЕНТ	948	114	308	108	308	108
2169	КАПИР	168	118	54	112	54	112
U=115.0/-0 Z1=5.922+j14.654 Z2=5.922+j14.654 Z0=3.681+j19.151							
2163-	ТАГИРКЕНТ	4200	112	1305	108	1305	108
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2160	МОРСКАЯ	626	118	194	113	194	113
2170	ОРУЖБА	3578	111	1111	107	1111	107
U=115.0/-0 Z1=10.104+j19.314 Z2=10.104+j19.314 Z0=4.805+j23.248							
2164-	МАГАРАМКЕНТ	3046	118	995	112	995	112
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2160	МОРСКАЯ	1743	114	569	109	569	109
2162	КАСУМКЕНТ	1113	121	363	116	363	116
2165	ЗАРЕЧНАЯ	197	126	64	120	64	120
U=115.0/-0 Z1=15.979+j25.160 Z2=15.979+j25.160 Z0=7.909+j33.019							
2165-	ЗАРЕЧНАЯ	2227	122	719	116	719	116
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2164	МАГАРАМКЕНТ	1806	122	583	115	583	115
2166	УСУХЧАЙ	422	124	136	118	136	118
U=115.0/-0 Z1=20.590+j30.226 Z2=20.590+j30.226 Z0=5.984+j33.250							
2166-	УСУХЧАЙ	1815	124	633	117	633	117
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2165	ЗАРЕЧНАЯ	1162	123	405	115	405	115
2167	АХТЫ	654	127	228	120	228	120
U=115.0/-0 Z1=21.923+j31.219 Z2=21.923+j31.219 Z0=5.071+j31.994							
2167-	АХТЫ	1740	125	624	117	624	117
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2166	УСУХЧАЙ	934	123	335	115	335	115
2168	КУРАХ	808	128	290	120	290	120
U=115.0/-0 Z1=22.142+j30.225 Z2=22.142+j30.225 Z0=6.669+j33.866							
2168-	КУРАХ	1772	126	619	118	619	118
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2167	АХТЫ	721	120	252	113	252	113
2169	КАПИР	1057	130	369	122	369	122
U=115.0/-0 Z1=16.985+j25.406 Z2=16.985+j25.406 Z0=9.228+j34.011							
2169-	КАПИР	2172	124	697	117	697	117
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2162	КАСУМКЕНТ	1726	124	554	117	554	117
2168	КУРАХ	446	123	143	116	143	116
U=115.0/-0 Z1=4.114+j11.970 Z2=4.114+j11.970 Z0=2.587+j14.611							
2170-	ОРУЖБА	5245	109	1658	106	1658	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2159	БЕЛИДЖИ	4880	109	1543	105	1543	105
2163	ТАГИРКЕНТ	367	114	116	110	116	110
U=115.0/-0 Z1=5.740+j13.331 Z2=5.740+j13.331 Z0=3.945+j16.823							
2171-	ОТПАЙКА НА ЗАИБ	4574	113	1439	110	1439	110
2039	ХУНЗАХ	4574	113	1439	110	1439	110
2177	ЗАИБ	0	0	0	0	0	0
2178	ШАМИЛЬСКОЕ	0	0	0	0	0	0

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

151

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)			
U=115.0/0	Z1=2.465+j7.389	Z2=2.465+j7.389	Z0=2.600+j12.061			
2172-	ОТП НА РАССВЕТ	8523 108	2382 106	2382 106	7145 106	
2118	РАССВЕТ 1СШ	0 0	0 0	0 0	385 94	
2121	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2627 111	734 108	734 108	2283 106	
2188	ОТПАЙКА НА НС-2	5901 107	1649 104	1649 104	4486 107	
U=115.0/0	Z1=3.382+j9.139	Z2=3.382+j9.139	Z0=2.526+j13.633			
2173-	ОТП НА РАССВЕТ	6813 110	1997 106	1997 106	5992 106	
2117	МАНАС ТЯГОВАЯ	3775 109	1107 105	1107 105	3259 107	
2119	РАССВЕТ 2СШ	0 0	0 0	0 0	574 96	
2121	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	3039 112	891 108	891 108	2170 108	
U=115.0/-0	Z1=15.290+j23.251	Z2=15.290+j23.251	Z0=6.405+j30.007			
2175-	ОТП НА ГИДАТЛЬ	2386 123	781 116	781 116	2344 116	
2178	ШАМИЛЬСКОЕ	2386 123	781 116	781 116	1578 120	
2179	ГИДАТЛЬ	0 0	0 0	0 0	320 104	
2180	АНЦУХ	0 0	0 0	0 0	458 110	
U=115.0/-0	Z1=5.710+j13.059	Z2=5.710+j13.059	Z0=3.959+j17.434			
2176-	ГУНИВ	4658 114	1437 109	1437 109	4312 109	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	685 97	
2078	ГУНИВСКАЯ ГЭС	4658 114	1437 109	1437 109	3647 112	
U=115.0/-0	Z1=6.170+j13.771	Z2=6.170+j13.771	Z0=4.435+j18.118			
2177-	ЗАИБ	4399 114	1365 110	1365 110	4094 110	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	214 96	
2171	ОТПАЙКА НА ЗАИБ	4399 114	1365 110	1365 110	3887 111	
U=115.0/-0	Z1=11.950+j19.771	Z2=11.950+j19.771	Z0=5.276+j24.913			
2178-	ШАМИЛЬСКОЕ	2874 121	938 114	938 114	2815 114	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	201 102	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	325 102	
2171	ОТПАЙКА НА ЗАИБ	2874 121	938 114	938 114	1625 121	
2175	ОТП НА ГИДАТЛЬ	0 0	0 0	0 0	689 108	
U=115.0/-0	Z1=16.620+j24.631	Z2=16.620+j24.631	Z0=7.417+j33.264			
2179-	ГИДАТЛЬ	2234 124	722 116	722 116	2165 116	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	335 104	
2175	ОТП НА ГИДАТЛЬ	2234 124	722 116	722 116	1840 118	
U=115.0/-0	Z1=28.210+j36.801	Z2=28.210+j36.801	Z0=8.797+j48.094			
2180-	АНЦУХ	1432 127	481 118	481 118	1443 118	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	627 108	
2175	ОТП НА ГИДАТЛЬ	1432 127	481 118	481 118	833 126	
U=115.0/0	Z1=1.660+j5.827	Z2=1.660+j5.827	Z0=1.225+j6.133			
2185-	ОТПАЙКА НА ЦПП	10958 106	3616 104	3616 104	10849 104	
2089	ЦПП	4637 105	1530 104	1530 104	4627 104	
2091	ВОСТОЧНАЯ	6321 106	2086 105	2086 105	5758 106	
2097	Ю-ВОСТОЧНАЯ 2СШ	0 0	0 0	0 0	474 93	
U=115.0/0	Z1=1.857+j6.275	Z2=1.857+j6.275	Z0=1.797+j8.429			
2187-	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ	10144 106	3060 105	3060 105	9181 105	
2088	ГПП	6449 107	1946 105	1946 105	5895 105	
2096	Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ	0 0	0 0	0 0	553 93	
2112	МАХАЧКАЛА	3696 106	1115 104	1115 104	2747 106	
U=115.0/0	Z1=2.112+j6.769	Z2=2.112+j6.769	Z0=2.249+j10.459			
2188-	ОТПАЙКА НА НС-2	9363 107	2671 105	2671 105	8013 105	
2112	МАХАЧКАЛА	7079 106	2020 104	2020 104	5387 106	
2113	НАСОСНАЯ-2	0 0	0 0	0 0	384 93	
2172	ОТП НА РАССВЕТ	2290 111	653 109	653 109	2253 104	

Инв. № подл.	Взам. инв. №	<table><tr><td> </td><td>2089</td><td> ЦПП</td><td> </td><td>4637</td><td>105 </td><td>1530</td><td>104 </td><td>1530</td><td>104 </td><td>4627</td><td>104 </td></tr><tr><td> </td><td>2091</td><td> ВОСТОЧНАЯ</td><td> </td><td>6321</td><td>106 </td><td>2086</td><td>105 </td><td>2086</td><td>105 </td><td>5758</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2097</td><td> Ю-ВОСТОЧНАЯ 2СШ</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>474</td><td>93 </td></tr><tr><td colspan="12"></td></tr><tr><td colspan="12"><table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=1.857+j6.275</td><td colspan="2">Z2=1.857+j6.275</td><td colspan="2">Z0=1.797+j8.429</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2187-</td><td> ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ</td><td> </td><td>10144</td><td>106 </td><td>3060</td><td>105 </td><td>3060</td><td>105 </td><td>9181</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2088</td><td> ГПП</td><td> </td><td>6449</td><td>107 </td><td>1946</td><td>105 </td><td>1946</td><td>105 </td><td>5895</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2096</td><td> Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>553</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>3696</td><td>106 </td><td>1115</td><td>104 </td><td>1115</td><td>104 </td><td>2747</td><td>106 </td></tr><tr><td colspan="12"></td></tr><tr><td colspan="12"><table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z2=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z0=2.249+j10.459</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2188-</td><td> ОТПАЙКА НА НС-2</td><td> </td><td>9363</td><td>107 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>8013</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>7079</td><td>106 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>5387</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2113</td><td> НАСОСНАЯ-2</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>384</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2172</td><td> ОТП НА РАССВЕТ</td><td> </td><td>2290</td><td>111 </td><td>653</td><td>109 </td><td>653</td><td>109 </td><td>2253</td><td>104 </td></tr></table></td></tr></table></td></tr><tr><td rowspan="3">Изм.</td><td rowspan="3">Кол.уч.</td><td rowspan="3">Лист</td><td rowspan="3">№ док.</td><td rowspan="3">Подпись</td><td rowspan="3">Дата</td><td colspan="5" rowspan="3">7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1</td><td>Лист</td></tr><tr><td>152</td></tr><tr><td></td></tr></table>											2089	ЦПП		4637	105	1530	104	1530	104	4627	104		2091	ВОСТОЧНАЯ		6321	106	2086	105	2086	105	5758	106		2097	Ю-ВОСТОЧНАЯ 2СШ		0	0	0	0	0	0	474	93													<table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=1.857+j6.275</td><td colspan="2">Z2=1.857+j6.275</td><td colspan="2">Z0=1.797+j8.429</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2187-</td><td> ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ</td><td> </td><td>10144</td><td>106 </td><td>3060</td><td>105 </td><td>3060</td><td>105 </td><td>9181</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2088</td><td> ГПП</td><td> </td><td>6449</td><td>107 </td><td>1946</td><td>105 </td><td>1946</td><td>105 </td><td>5895</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2096</td><td> Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>553</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>3696</td><td>106 </td><td>1115</td><td>104 </td><td>1115</td><td>104 </td><td>2747</td><td>106 </td></tr><tr><td colspan="12"></td></tr><tr><td colspan="12"><table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z2=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z0=2.249+j10.459</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2188-</td><td> ОТПАЙКА НА НС-2</td><td> </td><td>9363</td><td>107 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>8013</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>7079</td><td>106 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>5387</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2113</td><td> НАСОСНАЯ-2</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>384</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2172</td><td> ОТП НА РАССВЕТ</td><td> </td><td>2290</td><td>111 </td><td>653</td><td>109 </td><td>653</td><td>109 </td><td>2253</td><td>104 </td></tr></table></td></tr></table>													U=115.0/0		Z1=1.857+j6.275		Z2=1.857+j6.275		Z0=1.797+j8.429				2187-	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ		10144	106	3060	105	3060	105	9181	105		2088	ГПП		6449	107	1946	105	1946	105	5895	105		2096	Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ		0	0	0	0	0	0	553	93		2112	МАХАЧКАЛА		3696	106	1115	104	1115	104	2747	106													<table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z2=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z0=2.249+j10.459</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2188-</td><td> ОТПАЙКА НА НС-2</td><td> </td><td>9363</td><td>107 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>8013</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>7079</td><td>106 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>5387</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2113</td><td> НАСОСНАЯ-2</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>384</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2172</td><td> ОТП НА РАССВЕТ</td><td> </td><td>2290</td><td>111 </td><td>653</td><td>109 </td><td>653</td><td>109 </td><td>2253</td><td>104 </td></tr></table>													U=115.0/0		Z1=2.112+j6.769		Z2=2.112+j6.769		Z0=2.249+j10.459				2188-	ОТПАЙКА НА НС-2		9363	107	2671	105	2671	105	8013	105		2112	МАХАЧКАЛА		7079	106	2020	104	2020	104	5387	106		2113	НАСОСНАЯ-2		0	0	0	0	0	0	384	93		2172	ОТП НА РАССВЕТ		2290	111	653	109	653	109	2253	104	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					Лист	152	
			2089	ЦПП		4637	105	1530	104	1530	104	4627	104																																																																																																																																																																																																																				
			2091	ВОСТОЧНАЯ		6321	106	2086	105	2086	105	5758	106																																																																																																																																																																																																																				
			2097	Ю-ВОСТОЧНАЯ 2СШ		0	0	0	0	0	0	474	93																																																																																																																																																																																																																				
<table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=1.857+j6.275</td><td colspan="2">Z2=1.857+j6.275</td><td colspan="2">Z0=1.797+j8.429</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2187-</td><td> ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ</td><td> </td><td>10144</td><td>106 </td><td>3060</td><td>105 </td><td>3060</td><td>105 </td><td>9181</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2088</td><td> ГПП</td><td> </td><td>6449</td><td>107 </td><td>1946</td><td>105 </td><td>1946</td><td>105 </td><td>5895</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2096</td><td> Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>553</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>3696</td><td>106 </td><td>1115</td><td>104 </td><td>1115</td><td>104 </td><td>2747</td><td>106 </td></tr><tr><td colspan="12"></td></tr><tr><td colspan="12"><table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z2=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z0=2.249+j10.459</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2188-</td><td> ОТПАЙКА НА НС-2</td><td> </td><td>9363</td><td>107 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>8013</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>7079</td><td>106 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>5387</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2113</td><td> НАСОСНАЯ-2</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>384</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2172</td><td> ОТП НА РАССВЕТ</td><td> </td><td>2290</td><td>111 </td><td>653</td><td>109 </td><td>653</td><td>109 </td><td>2253</td><td>104 </td></tr></table></td></tr></table>													U=115.0/0		Z1=1.857+j6.275		Z2=1.857+j6.275		Z0=1.797+j8.429				2187-	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ		10144	106	3060	105	3060	105	9181	105		2088	ГПП		6449	107	1946	105	1946	105	5895	105		2096	Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ		0	0	0	0	0	0	553	93		2112	МАХАЧКАЛА		3696	106	1115	104	1115	104	2747	106													<table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z2=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z0=2.249+j10.459</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2188-</td><td> ОТПАЙКА НА НС-2</td><td> </td><td>9363</td><td>107 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>8013</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>7079</td><td>106 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>5387</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2113</td><td> НАСОСНАЯ-2</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>384</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2172</td><td> ОТП НА РАССВЕТ</td><td> </td><td>2290</td><td>111 </td><td>653</td><td>109 </td><td>653</td><td>109 </td><td>2253</td><td>104 </td></tr></table>													U=115.0/0		Z1=2.112+j6.769		Z2=2.112+j6.769		Z0=2.249+j10.459				2188-	ОТПАЙКА НА НС-2		9363	107	2671	105	2671	105	8013	105		2112	МАХАЧКАЛА		7079	106	2020	104	2020	104	5387	106		2113	НАСОСНАЯ-2		0	0	0	0	0	0	384	93		2172	ОТП НА РАССВЕТ		2290	111	653	109	653	109	2253	104																																																																										
	U=115.0/0		Z1=1.857+j6.275		Z2=1.857+j6.275		Z0=1.797+j8.429																																																																																																																																																																																																																										
	2187-	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ		10144	106	3060	105	3060	105	9181	105																																																																																																																																																																																																																						
	2088	ГПП		6449	107	1946	105	1946	105	5895	105																																																																																																																																																																																																																						
	2096	Ю-ВОСТОЧНАЯ 1СШ		0	0	0	0	0	0	553	93																																																																																																																																																																																																																						
	2112	МАХАЧКАЛА		3696	106	1115	104	1115	104	2747	106																																																																																																																																																																																																																						
<table><tr><td> </td><td colspan="2">U=115.0/0</td><td colspan="2">Z1=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z2=2.112+j6.769</td><td colspan="2">Z0=2.249+j10.459</td><td> </td></tr><tr><td> </td><td>2188-</td><td> ОТПАЙКА НА НС-2</td><td> </td><td>9363</td><td>107 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>2671</td><td>105 </td><td>8013</td><td>105 </td></tr><tr><td> </td><td>2112</td><td> МАХАЧКАЛА</td><td> </td><td>7079</td><td>106 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>2020</td><td>104 </td><td>5387</td><td>106 </td></tr><tr><td> </td><td>2113</td><td> НАСОСНАЯ-2</td><td> </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>0</td><td>0 </td><td>384</td><td>93 </td></tr><tr><td> </td><td>2172</td><td> ОТП НА РАССВЕТ</td><td> </td><td>2290</td><td>111 </td><td>653</td><td>109 </td><td>653</td><td>109 </td><td>2253</td><td>104 </td></tr></table>													U=115.0/0		Z1=2.112+j6.769		Z2=2.112+j6.769		Z0=2.249+j10.459				2188-	ОТПАЙКА НА НС-2		9363	107	2671	105	2671	105	8013	105		2112	МАХАЧКАЛА		7079	106	2020	104	2020	104	5387	106		2113	НАСОСНАЯ-2		0	0	0	0	0	0	384	93		2172	ОТП НА РАССВЕТ		2290	111	653	109	653	109	2253	104																																																																																																																																																												
	U=115.0/0		Z1=2.112+j6.769		Z2=2.112+j6.769		Z0=2.249+j10.459																																																																																																																																																																																																																										
	2188-	ОТПАЙКА НА НС-2		9363	107	2671	105	2671	105	8013	105																																																																																																																																																																																																																						
	2112	МАХАЧКАЛА		7079	106	2020	104	2020	104	5387	106																																																																																																																																																																																																																						
	2113	НАСОСНАЯ-2		0	0	0	0	0	0	384	93																																																																																																																																																																																																																						
	2172	ОТП НА РАССВЕТ		2290	111	653	109	653	109	2253	104																																																																																																																																																																																																																						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					Лист																																																																																																																																																																																																																						
											152																																																																																																																																																																																																																						

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/0		Z1=2.557+j8.101		Z2=2.557+j8.101		Z0=2.565+j11.434	
2190-	ОТП. НА ПС ОГНИ	7815	108	2315	106	2315	106
2137	ОГНИ	0	0	0	0	0	0
2140	ДЕРВЕНТ	4626	106	1370	104	1370	104
2192	ОТП НА МАМЕДКАЛУ	3195	110	946	108	946	108
U=115.0/0		Z1=2.659+j8.375		Z2=2.659+j8.375		Z0=2.767+j12.256	
2191-	ОТП. НА ПС ОГНИ	7555	108	2205	106	2205	106
2135	МАМЕДКАЛА	3276	111	956	109	956	109
2138	ОГНИ	0	0	0	0	0	0
2140	ДЕРВЕНТ	4288	105	1251	103	1251	103
U=115.0/0		Z1=2.629+j7.949		Z2=2.629+j7.949		Z0=2.105+j10.243	
2192-	ОТП НА МАМЕДКАЛУ	7929	108	2444	106	2444	106
2133	КАЯКЕНТ 1СШ	1253	115	386	112	386	112
2135	МАМЕДКАЛА	3640	108	1122	105	1122	105
2190	ОТП. НА ПС ОГНИ	3047	106	939	103	939	103
U=340.0/0		Z1=0.881+j17.158		Z2=0.881+j17.158		Z0=1.778+j27.161	
2195-	ЯШМА (АЗЕРБ.)	11426	93	3188	93	3188	93
0	Общая нейтраль	3635	90	1014	90	1014	90
2245	ХАЧМАС (АЗЕРБ.)	2134	97	595	97	595	97
2246	АПШЕРОН (АЗЕРБ.)	5667	93	1581	94	1581	94
U=115.0/0		Z1=2.601+j8.780		Z2=2.601+j8.780		Z0=2.365+j16.645	
2196-	ОТП. НА ГЕДЖУХ	7250	107	1895	102	1895	102
2140	ДЕРВЕНТ	7250	107	1895	102	1895	102
2144	ДЕРВЕНТ ЗАПАДНАЯ	0	0	0	0	0	0
2145	ГЕДЖУХ 1СШ	0	0	0	0	0	0
U=115.0/0		Z1=2.601+j8.780		Z2=2.601+j8.780		Z0=2.866+j18.454	
2197-	ОТП. НА ГЕДЖУХ	7250	107	1799	103	1799	103
2140	ДЕРВЕНТ	7250	107	1799	103	1799	103
2143	ДЕРВЕНТ ЗАПАДНАЯ	0	0	0	0	0	0
2146	ГЕДЖУХ 2СШ	0	0	0	0	0	0
U=340.0/0		Z1=2.937+j28.102		Z2=2.937+j28.102		Z0=4.625+j46.769	
2245-	ХАЧМАС (АЗЕРБ.)	6948	96	1897	96	1897	96
0	Общая нейтраль	867	90	237	90	237	90
2139	ДЕРВЕНТ	2680	98	732	98	731	98
2195	ЯШМА (АЗЕРБ.)	3407	96	930	96	930	96
U=340.0/0		Z1=0.323+j14.513		Z2=0.323+j14.513		Z0=0.535+j20.657	
2246-	АПШЕРОН (АЗЕРБ.)	13523	91	3950	91	3950	91
0	Общая нейтраль	9437	90	2757	90	2757	90
2195	ЯШМА (АЗЕРБ.)	4093	94	1196	94	1196	94

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

153

Продолжение приложения Ж

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА ТОКОВ К.З.

Схема 2021 года

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=340.0/-0 Z1=0.877+j12.020 Z2=0.877+j12.020 Z0=1.189+j10.383								
2000-	ЧИРЮРТ	16289 94	5682 95	5682 95	17046 95			
1845	БУДЕННОВСК	1152 98	402 98	402 98	393 99			
2001	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	3296 91	1150 92	1150 92	4617 95			
2002	ЧИРЮРТ	1998 95	697 96	697 96	3576 91			
2003	АРТЕМ	3906 97	1363 98	1363 98	2602 97			
2019	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	3294 91	1149 92	1149 92	4605 95			
2340	ГРОЗНЫЙ	2663 96	929 97	929 97	1266 97			
U=340.0/0 Z1=1.057+j15.757 Z2=1.057+j15.757 Z0=0.595+j10.459								
2001-	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	12430 94	4667 94	4667 94	14002 94			
0	Общая нейтраль	3771 90	1416 90	1416 90	10234 92			
2000	ЧИРЮРТ	8672 96	3256 95	3256 95	3792 99			
U=115.0/-0 Z1=0.300+j2.445 Z2=0.300+j2.445 Z0=0.118+j1.539								
2002-	ЧИРЮРТ	26948 97	10262 96	10262 96	30785 96			
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	6505 94			
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1368 94			
2000	ЧИРЮРТ	12023 91	4578 90	4579 90	9670 95			
2004	ГАЗОКОМПРЕССОРН	0 0	0 0	0 0	1122 94			
2006	ГАЗОКОМПРЕССОРН	0 0	0 0	0 0	1122 94			
2007	ГЕЛЬБАХСКАЯ ГЭС	1970 98	750 98	750 98	2512 97			
2011,1	КАСКАД ЧГЭС	1862 105	709 104	709 104	1580 99			
2011,2	КАСКАД ЧГЭС	2070 105	788 104	788 104	1759 99			
2014	КАРЛАНЮРТ ТЯГ.	1059 114	403 113	403 113	1281 102			
2015,1	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	2316 97	882 96	882 96	1159 98			
2015,2	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	2316 97	882 96	882 96	1159 98			
2018,1	АРТЕМ	1797 104	684 104	684 104	811 104			
2018,2	АРТЕМ	1717 104	654 104	654 104	775 104			
U=340.0/-0 Z1=1.535+j15.079 Z2=1.535+j15.079 Z0=2.525+j18.728								
2003-	АРТЕМ	12951 96	3989 97	3989 97	11968 97			
2000	ЧИРЮРТ	6721 95	2070 96	2070 96	4634 98			
2074	1АТ ПС АРТЕМ	475 98	146 99	146 99	1365 92			
2075	2АТ ПС АРТЕМ	475 98	146 99	146 99	1365 92			
2111	МАХАЧКАЛА	2556 96	787 97	787 97	2815 97			
2139	ДЕРБЕНТ	1151 96	355 97	355 97	918 98			
2351	ГУДЕРМЕС	1576 97	485 98	485 98	885 98			
U=115.0/-0 Z1=0.890+j3.975 Z2=0.890+j3.975 Z0=0.789+j7.324								
2004-	ГАЗОКОМПРЕССОРН	16297 103	4286 100	4286 100	12859 100			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2730 93			
2002	ЧИРЮРТ	16297 103	4286 100	4286 100	10149 101			
U=115.0/-0 Z1=0.890+j3.975 Z2=0.890+j3.975 Z0=0.789+j7.324								
2006-	ГАЗОКОМПРЕССОРН	16297 103	4286 100	4286 100	12859 100			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2730 93			
2002	ЧИРЮРТ	16297 103	4286 100	4286 100	10149 101			
U=115.0/-0 Z1=0.668+j3.751 Z2=0.668+j3.751 Z0=0.582+j4.616								
2007-	ГЕЛЬБАХСКАЯ ГЭС	17425 100	5411 99	5411 99	16234 99			
0	Общая нейтраль	959 90	298 89	298 89	3934 92			
2002	ЧИРЮРТ	13844 100	4299 99	4299 99	9865 102			
2009	СУЛАК	2640 103	820 102	820 102	2477 99			
U=115.0/-0 Z1=0.932+j4.878 Z2=0.932+j4.878 Z0=1.164+j7.834								
2009-	СУЛАК	13369 101	3720 100	3720 100	11159 100			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1272 91			
2007	ГЕЛЬБАХСКАЯ ГЭС	9705 99	2700 98	2700 98	7351 100			
2040	ЯРЫКСУ	3679 105	1024 104	1024 104	2552 102			

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

154

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0	Z1=1.298+j4.731	Z2=1.298+j4.731	Z0=1.669+j8.422				
2010-	КИЗИЛЮРТОВСКАЯ	13532 105	3611 103	3611 103	10833 103		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	669 92		
2011	КАСКАД ЧГЭС	10658 103	2844 101	2844 101	7905 104		
2040	ЯРЫКСУ	2905 113	775 111	775 111	2274 106		
U=115.0/-0	Z1=0.534+j3.046	Z2=0.534+j3.046	Z0=0.502+j3.426				
2011-	КАСКАД ЧГЭС	21466 100	6882 99	6882 99	20645 99		
0	Общая нейтраль	1137 90	365 89	364 89	496 91		
2002,1	ЧИРЮРТ	7014 98	2249 97	2249 97	6147 100		
2002,2	ЧИРЮРТ	7797 98	2499 97	2500 97	6845 100		
2010	КИЗИЛЮРТОВСКАЯ	1510 113	484 112	484 112	1618 101		
2012	ЗФС 1СШ	0 0	0 0	0 0	1148 92		
2013	ЗФС 2СШ	0 0	0 0	0 0	1015 92		
2030	МИАТЛЫ	2330 103	747 103	747 103	1862 102		
2041	АКТАШ	1776 110	570 110	570 110	1545 103		
U=115.0/-0	Z1=0.794+j3.936	Z2=0.794+j3.936	Z0=0.885+j7.098				
2012-	ЗФС 1СШ	16533 101	4375 99	4375 99	13126 99		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1624 92		
2011	КАСКАД ЧГЭС	16533 101	4375 99	4375 99	11516 100		
U=115.0/-0	Z1=0.794+j3.936	Z2=0.794+j3.936	Z0=0.908+j7.187				
2013-	ЗФС 2СШ	16533 101	4349 99	4349 99	13047 99		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1432 92		
2011	КАСКАД ЧГЭС	16533 101	4349 99	4349 99	11628 100		
U=115.0/-0	Z1=2.040+j5.792	Z2=2.040+j5.792	Z0=1.008+j7.357				
2014-	КАРЛАНЮРТ ТЯГ.	10812 109	3385 105	3385 105	10155 105		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	4237 97		
2002	ЧИРЮРТ	5931 109	1857 105	1857 105	3144 111		
2041	АКТАШ	4881 110	1528 105	1528 105	2842 110		
U=115.0/-0	Z1=0.548+j3.492	Z2=0.548+j3.492	Z0=0.292+j3.760				
2015-	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	18780 99	6128 97	6128 97	18384 97		
0	Общая нейтраль	4311 90	1407 88	1407 88	11177 95		
2002,1	ЧИРЮРТ	4918 101	1605 99	1605 99	2075 100		
2002,2	ЧИРЮРТ	4918 101	1605 99	1605 99	2075 100		
2027	БУЙНАКСК-2	1434 102	468 101	468 101	873 103		
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	3270 104	1067 102	1067 102	2216 103		
U=115.0/0	Z1=2.348+j7.776	Z2=2.348+j7.776	Z0=0.941+j8.493				
2016-	ШАМХАЛ ТЯГОВАЯ	8173 107	2688 103	2688 103	8064 103		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	3871 97		
2018	АРТЕМ	5175 106	1702 102	1702 102	2540 109		
2087	МАХАЧКАЛА 110	3000 108	987 105	987 105	1698 109		
U=115.0/0	Z1=2.325+j7.367	Z2=2.325+j7.367	Z0=2.127+j11.849				
2017-	ШАМХАЛ	8593 108	2420 104	2420 104	7260 104		
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	944 94		
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	620 94		
2018	АРТЕМ	4691 106	1321 102	1321 102	2954 106		
2088	ГПП	3909 110	1101 107	1101 107	2774 108		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/0 Z1=0.613+j3.613 Z2=0.613+j3.613 Z0=0.258+j2.693							
2018-	АРТЕМ	18115	100	6619	99	6619	99
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2002,1	ЧИРЮРТ	2593	106	948	105	947	105
2002,2	ЧИРЮРТ	2477	106	905	105	905	105
2016	ШАМХАЛ ТЯГОВАЯ	1066	107	389	105	389	105
2017	ШАМХАЛ	1256	108	459	107	459	107
2020	КОМПАС	1429	107	522	105	522	105
2021	СТЕКОЛЬНАЯ	0	0	0	0	0	0
2022	СТЕКОЛЬНАЯ	0	0	0	0	0	0
2024	БУЙНАКСК-1	1470	107	537	106	537	106
2074	1АТ ПС АРТЕМ	4002	91	1462	89	1462	89
2075	2АТ ПС АРТЕМ	4002	91	1462	89	1462	89
U=340.0/0 Z1=1.056+j15.775 Z2=1.056+j15.775 Z0=0.595+j10.466							
2019-	ЧИРКЕЙСКАЯ ГЭС	12416	94	4662	94	4662	94
0	Общая нейтраль	3771	90	1416	90	1416	90
2000	ЧИРЮРТ	8658	95	3251	95	3251	95
U=115.0/0 Z1=1.858+j6.150 Z2=1.858+j6.150 Z0=1.440+j7.989							
2020-	КОМПАС	10333	107	3171	104	3171	104
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2018	АРТЕМ	3112	105	955	102	955	102
2088	ГПП	7224	108	2217	105	2217	105
U=115.0/0 Z1=1.053+j5.133 Z2=1.053+j5.133 Z0=0.775+j8.113							
2021-	СТЕКОЛЬНАЯ	12669	102	3569	99	3569	99
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2018	АРТЕМ	12669	102	3569	99	3569	99
U=115.0/0 Z1=1.053+j5.133 Z2=1.053+j5.133 Z0=0.775+j8.113							
2022-	СТЕКОЛЬНАЯ	12669	102	3569	99	3569	99
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2018	АРТЕМ	12669	102	3569	99	3569	99
U=115.0/-0 Z1=13.470+j28.893 Z2=13.470+j28.893 Z0=2.775+j28.335							
2023-	МИАРСО	2083	115	729	109	729	109
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2034	БОТЛИХ	2083	115	729	109	729	109
U=115.0/-0 Z1=2.020+j7.069 Z2=2.020+j7.069 Z0=1.728+j11.429							
2024-	БУЙНАКСК-1	9030	106	2533	103	2533	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2018	АРТЕМ	2358	109	661	106	662	106
2027	БУЙНАКСК-2	4761	105	1335	101	1335	101
2076	ГЕРГЕВИЛЬ	1916	106	538	102	538	102
U=340.0/0 Z1=2.579+j28.711 Z2=2.579+j28.711 Z0=0.675+j19.204							
2025-	ИРГАНAY ГЭС Ш330	6810	95	2554	94	2554	94
0	Общая нейтраль	2296	90	861	89	861	89
2086	ИРГАНAY ГЭС	805	98	302	98	302	98
2111	МАХАЧКАЛА	3723	98	1397	97	1397	97
U=115.0/-0 Z1=1.223+j7.052 Z2=1.223+j7.052 Z0=0.561+j6.278							
2026-	ИРГАНAY ГПП	9276	100	3223	98	3223	98
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	2281	112	792	110	792	110
2037	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	2761	102	959	101	959	101
2086	ИРГАНAY ГЭС	4328	92	1503	91	1504	91

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

156

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=1.736+j6.312 Z2=1.736+j6.312 Z0=1.708+j10.667							
2027-	БУЙНАКСК-2	10141	105	2782	103	2782	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2015	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	2462	102	675	99	675	99
2024	БУЙНАКСК-1	3196	106	877	103	877	103
2028	НОВЫЙ ЧИРКЕЙ	2384	110	654	108	654	108
2091	ВОСТОЧНАЯ	2116	103	581	100	581	100
U=115.0/-0 Z1=2.599+j7.607 Z2=2.599+j7.607 Z0=3.562+j16.427							
2028-	НОВЫЙ ЧИРКЕЙ	8259	109	2022	105	2022	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2027	БУЙНАКСК-2	3190	109	781	105	781	105
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	5069	109	1241	105	1241	105
U=115.0/-0 Z1=1.121+j4.776 Z2=1.121+j4.776 Z0=1.395+j7.976							
2029-	ЧИРКЕЙ ГПП	13534	103	3709	102	3709	102
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2015	МИАТЛИНСКАЯ ГЭС	6069	99	1663	97	1663	97
2026	ИРГАНАЙ ГПП	1872	106	513	105	513	105
2028	НОВЫЙ ЧИРКЕЙ	1849	109	507	108	507	108
2030	МИАТЛЫ	3780	106	1036	105	1036	105
U=115.0/-0 Z1=1.429+j5.447 Z2=1.429+j5.447 Z0=1.775+j9.704							
2030-	МИАТЛЫ	11790	105	3145	103	3145	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2011	КАСКАД ЧГЭС	5845	102	1559	100	1559	100
2029	ЧИРКЕЙ ГПП	5139	107	1371	105	1371	105
2031	ДЫЛЫМ	818	109	218	107	218	107
U=115.0/-0 Z1=4.657+j11.981 Z2=4.657+j11.981 Z0=4.148+j22.599							
2031-	ДЫЛЫМ	5165	111	1370	106	1370	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2030	МИАТЛЫ	4022	111	1067	106	1067	106
2032	АРГВАНИ	1143	111	303	106	303	106
U=115.0/-0 Z1=6.691+j16.420 Z2=6.691+j16.420 Z0=5.559+j29.179							
2032-	АРГВАНИ	3744	112	1024	107	1024	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2031	ДЫЛЫМ	2147	113	587	108	587	108
2033	ТЛОХ	1598	111	437	106	437	106
U=115.0/-0 Z1=6.040+j15.793 Z2=6.040+j15.793 Z0=2.850+j18.821							
2033-	ТЛОХ	3926	111	1263	106	1263	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2032	АРГВАНИ	1438	113	463	109	463	109
2034	БОТЛИХ	0	0	0	0	0	0
2038	ТЛАЙЛУХ	2490	110	801	105	801	105
U=115.0/-0 Z1=11.160+j24.763 Z2=11.160+j24.763 Z0=2.320+j24.027							
2034-	БОТЛИХ	2444	114	856	109	856	109
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2023	МИАРСО	0	0	0	0	0	0
2033	ТЛОХ	2444	114	856	109	856	109
U=115.0/-0 Z1=1.666+j8.198 Z2=1.666+j8.198 Z0=1.438+j9.680							
2035-	НОВЫЙ ИРГАНАЙ	7936	101	2504	100	2504	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0
2037	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	3855	101	1217	100	1217	100
2085	МАЙДАНСКОЕ	4081	102	1288	101	1288	101

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

157

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)		
U=115.0/-0 Z1=1.350+j7.405 Z2=1.350+j7.405 Z0=0.939+j7.810									
2037-	ГОЛОВНОЙ УЗЕЛ	8819 100	2898 99	2898 99	8693 99				
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	135 92				
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	311 92				
2026	ИРГАНАЙ ГПП	5901 99	1939 98	1939 98	6142 99				
2035	НОВЫЙ ИРГАНАЙ	2921 102	960 101	960 101	2112 102				
U=115.0/-0 Z1=4.655+j13.483 Z2=4.655+j13.483 Z0=3.576+j18.614									
2038-	ТЛАЙЛУХ	4654 109	1402 106	1402 106	4205 106				
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	223 95				
2033	ТЛОХ	1212 113	365 110	365 110	1551 105				
2039	ХУНЗАХ	3446 108	1038 104	1038 104	2436 108				
U=115.0/-0 Z1=2.768+j10.205 Z2=2.768+j10.205 Z0=1.846+j10.858									
2039-	ХУНЗАХ	6279 105	2066 103	2066 103	6199 103				
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	383 94				
2038	ТЛАЙЛУХ	1033 113	340 111	340 111	1060 104				
2079	КАРАДАХ	1805 110	594 108	594 108	1471 105				
2083	ГОЦАТЛИНСКАЯ ГЭС	3469 100	1142 98	1142 98	2397 103				
2171	ОТП НА ПС ЗАИБ	0 0	0 0	0 0	896 103				
U=115.0/-0 Z1=1.360+j4.560 Z2=1.360+j4.560 Z0=1.267+j7.130									
2040-	ЯРЫКСУ	13952 107	3968 104	3968 104	11903 104				
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	931 94				
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	931 94				
2009	СУЛАК	3508 97	998 94	998 94	2397 104				
2010	КИЗИЛЮРТОВСКАЯ	2819 111	802 108	802 108	1967 108				
2041	АКТАШ	4827 107	1373 104	1373 104	3919 105				
2345	ОЙСУНГУР	2876 114	818 111	818 111	1797 108				
U=115.0/-0 Z1=1.413+j4.512 Z2=1.413+j4.512 Z0=1.112+j6.331									
2041-	АКТАШ	14041 107	4188 104	4188 104	12564 104				
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	573 94				
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	872 94				
2011	КАСКАД ЧГЭС	3360 108	1002 105	1002 105	2102 108				
2014	КАРЛАНЮРТ ТЯГ.	2994 108	893 105	893 105	2820 105				
2040	ЯРЫКСУ	4774 105	1424 102	1424 102	3326 105				
2043	КУРУШ	668 112	199 109	199 109	1229 103				
2044	БАБАЮРТ	642 114	192 111	192 111	815 106				
2321	ГУДЕРМЕС ТЯГОВАЯ	1615 107	482 104	482 104	855 107				
U=115.0/-0 Z1=3.398+j9.102 Z2=3.398+j9.102 Z0=2.836+j15.959									
2043-	КУРУШ	6833 110	1870 106	1870 106	5611 106				
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	827 96				
2041	АКТАШ	5023 109	1375 105	1375 105	3019 108				
2045	СУЛЕВКЕНТ	1814 114	496 109	496 109	1780 106				
U=115.0/-0 Z1=4.168+j9.929 Z2=4.168+j9.929 Z0=2.184+j13.169									
2044-	БАБАЮРТ	6165 113	1915 108	1915 108	5746 108				
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	544 98				
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	341 98				
2041	АКТАШ	2067 113	642 108	642 108	1009 112				
2045	СУЛЕВКЕНТ	2149 111	668 106	668 106	1252 110				
2047	ЛЬВОВСКАЯ	0 0	0 0	0 0	571 106				
2048	РЕЧНАЯ	920 115	286 110	286 110	1033 108				
2049	КИЗЛЯР-1	1032 115	321 110	321 110	1012 109				
U=115.0/-0 Z1=4.056+j10.378 Z2=4.056+j10.378 Z0=3.389+j18.205									
2045-	СУЛЕВКЕНТ	5958 111	1634 106	1634 106	4903 106				
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	412 96				
2043	КУРУШ	3648 109	1001 104	1001 104	2454 107				
2044	БАБАЮРТ	2317 115	635 110	635 110	2045 108				

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

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=15.368+j29.529 Z2=15.368+j29.529 Z0=4.582+j37.503							
2047-	ЛЬВОВСКАЯ	1994	117	646	110	646	110
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	519	103
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	519	103
2044	БАБАЮРТ	1994	117	646	110	646	110
U=115.0/-0 Z1=5.894+j13.266 Z2=5.894+j13.266 Z0=3.041+j18.169							
2048-	РЕЧНАЯ	4573	114	1410	108	1410	108
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	560	99
2044	БАБАЮРТ	2108	114	650	108	650	108
2050	КИЗЛЯР-2	2466	114	760	109	760	109
U=115.0/-0 Z1=5.223+j11.836 Z2=5.223+j11.836 Z0=1.920+j13.878							
2049-	КИЗЛЯР-1	5132	114	1679	108	1679	108
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1001	100
2044	БАБАЮРТ	1576	114	516	108	516	108
2050	КИЗЛЯР-2	2008	114	657	108	657	108
2350	КАРГАЛИНСКАЯ	1548	114	507	108	507	108
U=115.0/-0 Z1=5.372+j12.124 Z2=5.372+j12.124 Z0=1.730+j13.231							
2050-	КИЗЛЯР-2	5006	114	1681	108	1681	108
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	299	101
0,2	Общая нейтраль	0	0	0	0	478	101
2048	РЕЧНАЯ	1475	113	495	108	495	108
2049	КИЗЛЯР-1	2407	113	808	107	808	107
2051	АЛЕКСАНДРИЯ	0	0	0	0	299	104
2054	ОТП НА КАЛИНОВКУ	542	119	182	113	182	113
2066	КОЧУБЕЙ	585	116	196	110	196	110
U=115.0/-0 Z1=13.672+j26.644 Z2=13.672+j26.644 Z0=8.499+j45.737							
2051-	АЛЕКСАНДРИЯ	2217	117	630	110	630	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	493	99
2050	КИЗЛЯР-2	2217	117	630	110	630	110
U=115.0/-0 Z1=6.394+j14.523 Z2=6.394+j14.523 Z0=3.286+j19.786							
2054-	ОТП НА КАЛИНОВКУ	4184	114	1291	108	1291	108
2050	КИЗЛЯР-2	3470	113	1071	107	1071	107
2056	КАЛИНОВКА	0	0	0	0	152	99
2058	ТАРУМОВКА	717	119	221	114	221	114
U=115.0/-0 Z1=6.664+j14.993 Z2=6.664+j14.993 Z0=3.661+j21.171							
2056-	КАЛИНОВКА	4046	114	1232	108	1232	108
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	156	99
2054	ОТП НА КАЛИНОВКУ	4046	114	1232	108	1232	108
U=115.0/-0 Z1=9.568+j19.397 Z2=9.568+j19.397 Z0=4.669+j27.070							
2058-	ТАРУМОВКА	3069	116	948	110	948	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	438	100
2054	ОТП НА КАЛИНОВКУ	1787	115	552	109	552	109
2059	ОТП НА АРСЛАНБЕК	0	0	0	0	411	107
2063	ОТП НА ТАЛОВКУ	1283	117	396	111	396	111
U=115.0/-0 Z1=17.318+j27.437 Z2=17.318+j27.437 Z0=9.609+j42.768							
2059-	ОТП НА АРСЛАНБЕК	2046	122	619	114	619	114
2058	ТАРУМОВКА	2046	122	619	114	619	114
2060	АРСЛАНБЕК	0	0	0	0	160	102
2061	ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕБ	0	0	0	0	339	108
U=115.0/-0 Z1=17.958+j28.107 Z2=17.958+j28.107 Z0=10.247+j44.567							
2060-	АРСЛАНБЕК	1990	123	599	115	599	115
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	162	102
2059	ОТП НА АРСЛАНБЕК	1990	123	599	115	599	115

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

159

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=35.548+j46.347 Z2=35.548+j46.347 Z0=13.966+j70.787							
2061-	ТЕРЕКЛИ-МЕКТЕБ	1137	127	360	117	360	117
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	437	106
2059	ОТП НА АРСЛАНБЕК	1137	127	360	117	360	117
U=115.0/-0 Z1=9.654+j19.357 Z2=9.654+j19.357 Z0=6.047+j30.941							
2063-	ОТП НА ТАЛОВКУ	3069	117	896	110	896	110
2058	ТАРУМОВКА	1285	116	375	110	375	110
2064	ТАЛОВКА	0	0	0	0	164	99
2066	КОЧУБЕЙ	1784	117	521	110	521	110
U=115.0/-0 Z1=12.394+j22.197 Z2=12.394+j22.197 Z0=8.980+j38.898							
2064-	ТАЛОВКА	2611	119	739	112	739	112
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	174	99
2063	ОТП НА ТАЛОВКУ	2611	119	739	112	739	112
U=115.0/-0 Z1=8.229+j16.878 Z2=8.229+j16.878 Z0=4.794+j26.362							
2066-	КОЧУБЕЙ	3536	116	1041	109	1041	109
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	469	99
2050	КИЗЛЯР-2	1000	114	295	107	295	107
2063	ОТП НА ТАЛОВКУ	926	117	273	110	273	110
2070	КОМИНТЕРН	928	119	273	112	273	112
2886	АРТЕЗИАН-2	683	114	201	108	201	108
U=115.0/0 Z1=10.721+j20.597 Z2=10.721+j20.597 Z0=8.687+j40.089							
2070-	КОМИНТЕРН	2859	117	766	110	766	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	185	98
2066	КОЧУБЕЙ	1711	117	458	109	458	109
2072	Ю-СУХОКУМСК	1148	119	308	112	308	112
U=115.0/0 Z1=10.058+j18.688 Z2=10.058+j18.688 Z0=5.683+j31.810							
2072-	Ю-СУХОКУМСК	3128	118	899	110	899	110
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	775	100
1833	ЗАТЕРЕЧНАЯ	2111	119	607	111	607	111
2070	КОМИНТЕРН	1018	118	293	110	292	110
U=340.0/0 Z1=6.093+j31.697 Z2=6.093+j31.697 Z0=2.834+j23.591							
2074-	1АТ ПС АРТЕМ	6082	101	2224	100	2224	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	743	94
2003	АРТЕМ	1360	89	497	88	497	88
2018	АРТЕМ	4759	104	1740	103	1740	103
U=340.0/0 Z1=6.093+j31.697 Z2=6.093+j31.697 Z0=2.834+j23.591							
2075-	2АТ ПС АРТЕМ	6082	101	2224	100	2224	100
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	743	94
2003	АРТЕМ	1360	89	497	88	497	88
2018	АРТЕМ	4759	104	1740	103	1740	103
U=115.0/-0 Z1=2.083+j8.260 Z2=2.083+j8.260 Z0=0.883+j7.183							
2076-	ГЕРГЕВИЛЬ	7793	104	2739	102	2739	102
0,1	Общая нейтраль	0	0	0	0	1285	95
0,2	Общая нейтраль	427	90	150	88	150	88
2024	БУЙНАКСК-1	2114	108	743	106	743	106
2078	ГУНИВСКАЯ ГЭС	1323	106	465	104	465	104
2081	ЦУДАХАР	895	118	315	116	315	116
2083	ГОЦАТЛИНСКАЯ ГЭС	3091	99	1086	97	1086	97
U=115.0/-0 Z1=2.849+j9.851 Z2=2.849+j9.851 Z0=1.361+j9.488							
2078-	ГУНИВСКАЯ ГЭС	6474	106	2211	104	2211	104
0	Общая нейтраль	284	90	97	87	97	87
2076	ГЕРГЕВИЛЬ	4503	107	1537	104	1538	104
2079	КАРАДАХ	1699	107	580	105	580	105
2176	ГУНИВ	0	0	0	0	518	97

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

160

Продолжение приложения Ж

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)		
U=115.0/0 Z1=2.387+j7.071 Z2=2.387+j7.071 Z0=2.474+j10.761							
2100-	НАСОСНАЯ-1	8896 109	2560 106	2560 106	7679 106		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	385 93		
2098	ОТПАЙКА НА НС-1	8896 109	2560 106	2560 106	7305 107		
U=115.0/0 Z1=2.377+j7.071 Z2=2.377+j7.071 Z0=2.456+j10.761							
2101-	НАСОСНАЯ-1	8900 109	2561 106	2561 106	7682 106		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	385 93		
2099	ОТПАЙКА НА НС-1	8900 109	2561 106	2561 106	7308 107		
U=115.0/0 Z1=1.282+j5.124 Z2=1.282+j5.124 Z0=0.826+j5.112							
2102-	ОТПАЙКА НА ЗТМ	12569 104	4221 102	4221 102	12662 102		
2104	ЗТМ 1СШ	0 0	0 0	0 0	1138 94		
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	6612 103	2220 102	2220 102	5110 101		
2115	БЕРЕГ	5958 105	2001 103	2001 103	6436 105		
U=115.0/0 Z1=1.223+j5.012 Z2=1.223+j5.012 Z0=0.770+j4.445							
2103-	ОТПАЙКА НА ЗТМ	12867 104	4479 103	4479 103	13436 103		
2105	ЗТМ 2СШ	0 0	0 0	0 0	685 93		
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	8581 103	2987 102	2987 102	8453 103		
2115	БЕРЕГ	4287 105	1492 103	1492 103	4307 104		
U=115.0/0 Z1=1.532+j5.664 Z2=1.532+j5.664 Z0=1.117+j6.502							
2104-	ЗТМ 1СШ	11315 105	3625 103	3625 103	10875 103		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1283 93		
2102	ОТПАЙКА НА ЗТМ	11315 105	3625 103	3625 103	9613 104		
U=115.0/0 Z1=1.493+j5.562 Z2=1.493+j5.562 Z0=1.138+j5.996							
2105-	ЗТМ 2СШ	11527 105	3770 104	3770 104	11309 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	796 93		
2103	ОТПАЙКА НА ЗТМ	11527 105	3770 104	3770 104	10528 104		
U=115.0/0 Z1=1.046+j4.673 Z2=1.046+j4.673 Z0=0.513+j3.488							
2106-	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	13865 103	5070 101	5070 101	15210 101		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1915 93		
2102	ОТПАЙКА НА ЗТМ	2086 105	763 104	763 104	2072 100		
2103	ОТПАЙКА НА ЗТМ	2133 105	780 104	780 104	2788 103		
2107	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	4801 102	1755 101	1755 101	4320 103		
2108	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	4852 101	1774 100	1774 100	4142 103		
U=115.0/0 Z1=1.046+j4.712 Z2=1.046+j4.712 Z0=0.639+j3.849							
2107-	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	13754 103	4899 102	4899 102	14698 102		
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	5266 105	1876 104	1876 104	6160 102		
2109	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	0 0	0 0	0 0	945 93		
2112	МАХАЧКАЛА	3400 101	1211 100	1211 100	2890 103		
2114	УЙТАШ	5095 101	1815 100	1815 100	4715 102		
U=115.0/0 Z1=1.046+j4.712 Z2=1.046+j4.712 Z0=0.666+j3.929							
2108-	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	13755 103	4869 102	4869 102	14608 102		
2106	КАСПИЙСКАЯ ТЭЦ	5341 104	1891 103	1891 103	6432 101		
2110	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	0 0	0 0	0 0	405 92		
2112	МАХАЧКАЛА	3380 102	1197 101	1197 101	2942 103		
2114	УЙТАШ	5035 102	1782 101	1782 101	4836 102		
U=115.0/0 Z1=1.706+j5.662 Z2=1.706+j5.662 Z0=1.276+j7.676							
2109-	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	11227 107	3392 104	3392 104	10177 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1417 94		
2107	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	11227 107	3392 104	3392 104	8783 105		
U=115.0/0 Z1=1.706+j5.662 Z2=1.706+j5.662 Z0=1.498+j8.281							
2110-	ОЧ. СООРУЖЕНИЯ	11227 107	3285 104	3285 104	9855 104		
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	597 94		
2108	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	11227 107	3285 104	3285 104	9268 105		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

163

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)					
U=340.0/0 Z1=2.215+j19.553 Z2=2.215+j19.553 Z0=2.458+j20.954								
2111-	МАХАЧКАЛА	9976 96	3247 97	3247 97	9742 97			
2003	АРТЕМ	4989 96	1624 96	1624 96	2734 99			
2025	ИРГАНАЙ ГЭС Ш330	2040 93	664 93	664 93	1890 98			
2112	МАХАЧКАЛА	1117 103	364 104	364 104	3938 93			
2139	ДЕРВЕНТ	1842 96	600 97	600 97	1191 99			
U=115.0/0 Z1=0.595+j3.872 Z2=0.595+j3.872 Z0=0.193+j1.915								
2112-	МАХАЧКАЛА	16946 99	6804 98	6804 98	20411 98			
0,3	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	424 92			
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	283 92			
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	5376 95			
2088	ГПП	1057 109	424 108	424 108	803 103			
2091	ВОСТОЧНАЯ	1123 100	451 100	451 100	1033 106			
2107	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	460 111	185 110	184 110	872 99			
2108	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	462 110	185 110	185 110	844 99			
2111	МАХАЧКАЛА	10276 92	4126 91	4126 91	5290 98			
2114,1	УЙТАШ	460 110	185 110	185 110	904 99			
2114,2	УЙТАШ	460 110	185 110	185 110	904 99			
2116	ДАГЦЕМКОМ	0 0	0 0	0 0	591 97			
2117	МАНАС ТЯГОВАЯ	766 115	308 114	307 114	920 101			
2120	ДАГЦЕМКОМ	0 0	0 0	0 0	591 97			
2187	ОТП. НА Ю-ВОСТОЧ	1057 109	424 108	424 108	837 103			
2188	ОТПАЙКА НА НС-2	1044 115	419 114	419 114	773 102			
U=115.0/0 Z1=2.572+j7.599 Z2=2.572+j7.599 Z0=2.869+j13.015								
2113-	НАСОСНАЯ-2	8276 109	2264 106	2264 106	6791 106			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	411 93			
2188	ОТПАЙКА НА НС-2	8276 109	2264 106	2264 106	6390 107			
U=115.0/0 Z1=0.946+j4.532 Z2=0.946+j4.532 Z0=0.593+j3.562								
2114-	УЙТАШ	14340 102	5159 101	5159 101	15478 101			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	507 92			
2107	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	3166 103	1139 102	1139 102	3881 101			
2108	ОТП НА ОЧ.СООРУЖ	3145 103	1132 102	1132 102	3737 101			
2112,1	МАХАЧКАЛА	4015 101	1445 100	1445 100	3681 102			
2112,2	МАХАЧКАЛА	4015 101	1445 100	1445 100	3681 102			
U=115.0/0 Z1=1.195+j4.920 Z2=1.195+j4.920 Z0=0.725+j4.283								
2115-	БЕРЕГ	13112 104	4590 102	4590 102	13771 102			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	271 93			
2098	ОТПАЙКА НА НС-1	2995 105	1048 103	1048 103	3071 104			
2099	ОТПАЙКА НА НС-1	2995 105	1048 103	1048 103	3071 104			
2102	ОТПАЙКА НА ЗТМ	3522 103	1233 102	1233 102	3429 100			
2103	ОТПАЙКА НА ЗТМ	3602 103	1261 102	1261 102	3938 104			
U=115.0/0 Z1=3.655+j10.172 Z2=3.655+j10.172 Z0=1.418+j17.152								
2116-	ДАГЦЕМКОМ	6142 110	1724 103	1724 103	5173 103			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2566 98			
2112	МАХАЧКАЛА	6142 110	1724 103	1724 103	2625 108			
U=115.0/0 Z1=2.869+j8.177 Z2=2.869+j8.177 Z0=1.471+j10.022								
2117-	МАНАС ТЯГОВАЯ	7661 109	2428 105	2428 105	7284 105			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2589 97			
2112	МАХАЧКАЛА	5330 108	1689 104	1689 104	3018 111			
2173	ОТП НА РАССВЕТ	2334 112	740 107	740 107	1721 108			
U=115.0/0 Z1=2.914+j8.069 Z2=2.914+j8.069 Z0=3.122+j15.376								
2118-	РАССВЕТ 1СШ	7739 110	2027 106	2027 106	6080 106			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	424 94			
2172	ОТП НА РАССВЕТ	7739 110	2027 106	2027 106	5665 107			

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

164

Продолжение приложения Ж

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ I1 (мод/фаза)	Одно-фазное КЗ (А0) I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (м/ф)			
U=115.0/0	Z1=3.831+j9.818	Z2=3.831+j9.818	Z0=2.943+j16.659			
2119-	РАССВЕТ 2СШ	6299 111	1756 106	1756 106	5267 106	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	632 96	
2173	ОТП НА РАССВЕТ	6299 111	1756 106	1756 106	4646 108	
U=115.0/0	Z1=3.655+j10.172	Z2=3.655+j10.172	Z0=1.418+j17.152			
2120-	ДАГЦЕМКОМ	6142 110	1724 103	1724 103	5173 103	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	2566 98	
2112	МАХАЧКАЛА	6142 110	1724 103	1724 103	2625 108	
U=115.0/0	Z1=2.830+j7.502	Z2=2.830+j7.502	Z0=1.680+j9.747			
2121-	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	8280 111	2572 107	2572 107	7715 107	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1082 97	
2123	СЕРГОКАЛА	889 116	276 112	276 112	804 109	
2128,1	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	1205 113	374 109	374 109	1261 106	
2128,2	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	1205 113	374 109	374 109	1261 106	
2172	ОТП НА РАССВЕТ	2879 109	894 105	894 105	1731 110	
2173	ОТП НА РАССВЕТ	2111 109	656 104	656 104	1595 109	
U=115.0/-0	Z1=7.793+j15.767	Z2=7.793+j15.767	Z0=4.694+j25.468			
2123-	СЕРГОКАЛА	3775 116	1097 110	1097 110	3292 110	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	239 99	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	605 99	
2121	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2481 116	721 109	721 109	1384 114	
2125	ЛЕВАШИ	1293 117	376 110	376 110	1083 112	
U=115.0/-0	Z1=8.459+j17.032	Z2=8.459+j17.032	Z0=3.322+j21.671			
2125-	ЛЕВАШИ	3491 116	1120 110	1120 110	3359 110	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	530 101	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	206 101	
2081	ЦУДАХАР	2005 116	643 109	643 109	1147 115	
2123	СЕРГОКАЛА	1486 117	477 111	477 111	835 114	
2126	АКУША	0 0	0 0	0 0	659 105	
U=115.0/-0	Z1=12.899+j24.802	Z2=12.899+j24.802	Z0=4.622+j32.776			
2126-	АКУША	2375 117	756 110	756 110	2268 110	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	533 102	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	334 102	
2125	ЛЕВАШИ	2375 117	756 110	756 110	1415 115	
U=115.0/0	Z1=3.127+j7.968	Z2=3.127+j7.968	Z0=1.879+j11.041			
2128-	ИЗБЕРГ ЮЖНАЯ	7756 111	2356 107	2356 107	7068 107	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	718 97	
2121,1	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2582 111	784 106	784 106	1866 107	
2121,2	ИЗБЕРГ СЕВЕРНАЯ	2582 111	784 106	784 106	1866 107	
2132	КАЯКЕНТ ТЯГОВАЯ	1250 113	380 108	380 108	1596 108	
2133	КАЯКЕНТ	1343 113	408 108	408 108	1034 110	
U=115.0/0	Z1=11.165+j16.558	Z2=11.165+j16.558	Z0=6.991+j28.059			
2130-	РОДНИКОВАЯ	3324 124	979 116	979 116	2936 116	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	167 102	
2131	КАЙТАГ	0 0	0 0	0 0	755 104	
2135	МАМЕДКАЛА	3324 124	979 116	979 116	2044 121	
U=115.0/0	Z1=14.585+j20.108	Z2=14.585+j20.108	Z0=7.488+j33.390			
2131-	КАЙТАГ	2672 126	807 116	807 116	2422 116	
0,2	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	588 104	
0,1	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	232 104	
2130	РОДНИКОВАЯ	2672 126	807 116	807 116	1631 123	

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

165

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

174

Приложение 3

Износ оборудования подстанций напряжением 35 и 110кВ энергосистемы Республики Дагестан 2015-2021 г.г.

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %		
	ЗЭС																	
	ПС 110кВ																	
1	ПС 110/35/10кВ Кизляр-1	T-1	2006	16	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	1998	16	РПН	25	17	68%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%
2	ПС 110/35/10кВ Кизляр-2	T-1	2006	16	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	1980	10	РПН	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
3	ПС 110/35/10кВ Кочубей	T-1	1987	6,3	-	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
		T-2	1984	6,3	-	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
4	ПС 110/35/10кВ Тарумовка	T-1	1987	6,3	РПН	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
		T-2	1978	6,3	РПН	25	37	148%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%
5	ПС 110/35/10кВ Александрия	T-1	1979	6,3	РПН	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
		T-2	1979	6,3	РПН	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
6	ПС 110/35/10кВ Терекли Мектеб	T-1	1974	6,3	РПН	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
		T-2	2004	6,3	-	25	11	44%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%
7	ПС 110/10кВ Калиновка	T-1	1983	2,5	РПН	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
8	ПС 110/10кВ Таловка	T-1	1986	2,5	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
9	ПС 110/10кВ Коминтерн	T-1	2003	2,5	РПН	25	12	48%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%
10	ПС 110/10кВ Джильгита	T-1	1999	2,5	РПН	25	16	64%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%
11	ПС 110/10кВ Арсланбек	T-1	1995	2,5	РПН	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
12	ПС 110/35/6кВ Южно- Сухокумск	T-1	1968	10	РПН	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
		T-2	1966	10	РПН	25	49	196%	51	204%	52	208%	53	212%	54	216%	55	220%
13	ПС 110/10кВ Речная	T-1	н/д	10		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

172

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

175

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ПС 35кВ																	
14	ПС 35/10кВ Михеевка	T-1	1974	1,6	-	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
		T-2	1991	1,6	-	25	24	96%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%
15	ПС 35/10кВ Хуцеевка	T-1	1989	2,5	-	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
16	ПС 35/10кВ Ст.Серебряковка	T-1	1980	2,5	-	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
17	ПС 35/10кВ Октябрьская	T-1	1975	1,6	-	25	40	160%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%
		T-2	1979	2,5	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
18	ПС 35/10кВ Некрасовка	T-1	1972	3,2	РПН	25	43	172%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%	49	196%
		T-2	2013	1,6	-	25	2	8%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%
19	ПС 35/10кВ Крайновка	T-1	1987	2,5	РПН	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
		T-2	2003	1	РПН	25	12	48%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%
20	ПС 35/10кВ Огузер	T-1	1979	1,6	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
21	ПС 35/10кВ Черняевка	T-1	1987	1,6	-	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
		T-2	1988	2,5	РПН	25	27	108%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%
22	ПС 35/10кВ Брянск	T-1	1986	1,6	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
23	ПС 35/10кВ Суюткина Коса	T-1	2000	1,6	-	25	15	60%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%
24	ПС 35/10кВ Привольная	T-1	1976	1,6	-	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
25	ПС 35/10кВ Кормосовхоз	T-1	2001	1	РПН	25	14	56%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%
26	ПС 35/10кВ XXII партсъезд	T-1	1986	1,8	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
27	ПС 35/10кВ Ч.Буруны	T-1	1967	1,8	-	25	48	192%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%	54	216%
28	ПС 35/10кВ Кумли	T-1	1984	1,6	-	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
29	ПС 35/10кВ Карагас	T-1	1977	1,6	-	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
30	ПС 35/10кВ Кумбатар	T-1	1994	1,8	-	25	21	84%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%	27	108%
		T-2	2007	1	-	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

173

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

176

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
31	ПС 35/10кВ Солончаковая	T-1	1968	4	-	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
32	ПС 35/10кВ Степная	T-1	1972	2,5	-	25	43	172%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%	49	196%
33	ПС 35/10кВ Красный партизан	T-1	2011	1,6	-	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
34	ПС 35/10кВ 3-я ферма	T-1	1977	1	-	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
35	ПС 35/10кВ Ногайская	T-1	1968	1,6	-	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
36	ПС 35/10кВ Бажиган	T-1	1972	1,6	-	25	43	172%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%	49	196%
37	ПС 35/10кВ Грузинская	T-1	2001	1,6	-	25	14	56%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%
38	ПС 35/10кВ Граничная	T-1	2003	1	РПН	25	12	48%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%
39	ПС 35/10кВ Б.Арешевка	T-1	2000	2,5	-	25	15	60%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%
		T-2	1979	2,5	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
40	ПС 35/10кВ КЭАЗ	T-1	н/д	1,8		25												
		T-2	н/д	4		25												
41	ПС 35/10кВ КЭМЗ-1	T-1	н/д	10		25												
42	ПС 35/10кВ КЭМЗ-2	T-1	н/д	6,3		25												
		T-2	н/д	6,3		25												
43	ПС 35/10кВ Надежда	T-1	н/д	2,5		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

174

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

177

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	СЭС																	
	ПС 110кВ																	
1	ПС 110/35/10кВ Акташ	T-1	2012	25	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
		T-2	1989	16	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
2	ПС 110/35/10кВ Ярыксу	T-1	2006	25	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	2010	25	РПН	25	5	20%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%
3	ПС 110/35/10кВ Бабаюрт	T-1	1998	16	РПН	25	17	68%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%
		T-2	1979	10	РПН	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
4	ПС 110/35/10кВ Дылым	T-1	1991	10	РПН	25	24	96%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%
		T-2	1987	10	РПН	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
5	ПС 110/35/6кВ Чиркей ГПП	T-1	1966	10	РПН	25	49	196%	51	204%	52	208%	53	212%	54	216%	55	220%
		T-2	1976	16	РПН	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
6	ПС 110/35/6кВ Миатлы	T-1	1974	6,3	-	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
		T-2	1974	6,3	-	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
7	ПС 110/35/10кВ Кизилюртовская (ГЩЗ)	T-2	1992	10	РПН	25	23	92%	25	100%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%
8	ПС 110/35/10кВ Сулак	T-1	1996	10	РПН	25	19	76%	21	84%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%
		T-2	1998	10	РПН	25	17	68%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%
9	ПС 110/35/10кВ Куруш	T-1	1974	5,6	-	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
		T-2	2002	5,6	РПН	25	13	52%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%
10	ПС 110/35/10кВ Сулевкент	T-2	1987	6,3	-	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
11	ПС 110/35/10кВ Львовская	T-1	1992	16	РПН	25	23	92%	25	100%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%
		T-2		16														

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

175

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

178

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
12	ПС 110/35/6кВ ЗФС	T-1	1989	40	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
		T-2	1967	31,5	РПН	25	48	192%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%	54	216%
13	ПС 110/27,5/10кВ Карланюрт-Тяговая	T-1	н/д	40		25		0%										
		T-2	н/д	40		25		0%										
	ПС 35кВ																	
14	ПС 35/6кВ Дубки	T-1	1968	2,5	-	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
		T-2	1969	2,5	-	25	46	184%	48	192%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%
15	ПС 35/10кВ Андрейаул	T-1	1991	2,5	-	25	24	96%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%
16	ПС 35/10кВ Гертма	T-1	2011	2,5	-	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
17	ПС 35/10кВ Ново-Кули	T-1	1979	2,5	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
		T-2	1991	2,5	-	25	24	96%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%
18	ПС 35/10кВ Димитрова	T-1	1983	2,5	-	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
		T-2	2013	2,5	-	25	2	8%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%
19	ПС 35/10кВ Аксай	T-1	1990	2,5	-	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
		T-2	1977	1,6	-	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
20	ПС 35/10кВ Дружба	T-1	1979	2,5	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
21	ПС 35/10кВ Акбулатюрт	T-1	1984	2,5	-	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
22	ПС 35/10кВ Чагаротар	T-1	1977	1,6	-	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
23	ПС 35/10кВ Дагестан	T-1	2009	4	-	25	6	24%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%
		T-2	1981	1,6	-	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
24	ПС 35/10кВ Сивух	T-1	1989	1,6	-	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
25	ПС 35/10кВ Туршунай	T-1	1976	1,6	-	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
		T-2	1981	1,6	-	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

176

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

179

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
26	ПС 35/10кВ Костек	T-1	2003	4	-	25	12	48%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%
		T-2	1976	1,6	-	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
27	ПС 35/10кВ Свердловско	T-1	1982	1,6	-	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
28	ПС 35/10кВ Караузек	T-1	1981	1,6	-	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
29	ПС 35/10кВ Хамамяюрт	T-1	1976	2,5	-	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
		T-2	1986	1,6	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
30	ПС 35/10кВ Янгильбай	T-1	2008	1,6	-	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
31	ПС 35/10кВ Шава	T-1	1979	1,6	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
32	ПС 35/10кВ Татаюрт	T-1	1976	2,5	-	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
		T-2	1986	2,5	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
33	ПС 35/10кВ Казияюрт	T-1	1986	1,6	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
34	ПС 35/10кВ Тамаза-Тюбе	T-1	1969	1,6	-	25	46	184%	48	192%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%
		T-2	1978	1,6	-	25	37	148%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%
35	ПС 35/10кВ Новая Коса	T-1	1981	1,6	-	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
36	ПС 35/10кВ Консервный з-д	T-1	2012	2,5	-	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
37	ПС 35/10кВ Ленинаул	T-1	н/д	1,6		25												
38	ПС 35/10кВ Аликазган	T-1	1987	1,6	-	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
39	ПС 35/10кВ Нечаевка	T-1	2011	2,5	-	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
		T-2	1977	1,6	-	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
40	ПС 35/10кВ Гулькунан	T-1	2003	1	-	25	12	48%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%
		T-2	1975	2,5	-	25	40	160%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%
41	ПС 35/10кВ Шамхалингияюрт	T-1	1985	2,5	-	25	30	120%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%
		T-2	1985	2,5	-	25	30	120%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

177

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

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
42	ПС 35/10кВ Стальск	T-1	1999	4	-	25	16	64%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%
43	ПС 35/10кВ Щебкарьер	T-1	н/д	6,3	-	25												
44	ПС 35/6кВ Газпром	T-1	н/д	1,8	-	25												
45	ПС 35/6кВ Алихан	T-1	н/д	1,6	-	25												
46	ПС 35/6кВ Город	T-1	н/д	6,3	-	25												
47	ПС 35/6кВ Дробилка М	T-1	н/д	4	-	25												
		T-2	н/д	4	-	25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

181

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ДЭС																	
	ПС 110кВ																	
1	ПС 110/35/6кВ Дербент Северная	T-1	1972	22	РПН	25	43	172%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%	49	196%
		T-2	1970	10	РПН	25	45	180%	47	188%	48	192%	49	196%	50	200%	51	204%
2	ПС 110/35/10кВ Мамедкала	T-1	1973	6,3	РПН	25	42	168%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%
		T-2	1987	16	РПН	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
3	ПС 110/10кВ Каякент	T-1	1982	10	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
		T-2	1985	6,3	РПН	25	30	120%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%
4	ПС 110/35/10кВ Белиджи	T-1	н/д	16	-	25												
		T-2	н/д	16	-	25												
5	ПС 110/35/10кВ Касумкент	T-1	1981	6,3	РПН	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
		T-2	1966	6,3	-	25	49	196%	51	204%	52	208%	53	212%	54	216%	55	220%
6	ПС 110/10кВ Советская	T-1	1995	2,5	РПН	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
7	ПС 110/35/10кВ Магарамкент	T-1	1968	5,6	-	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
		T-2	1989	6,3	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
8	ПС 110/10кВ Тагиркент	T-1	1980	6,3	РПН	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
		T-2	1992	2,5	РПН	25	23	92%	25	100%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%
9	ПС 110/35/10кВ Ахты	T-1	1997	10	РПН	25	18	72%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%	24	96%
		T-2	1997	10	РПН	25	18	72%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%	24	96%
10	ПС 110/6кВ Огни	T-1	1976	10	РПН	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
		T-2	1959	5,6	РПН	25	56	224%	58	232%	59	236%	60	240%	61	244%	62	248%
11	ПС 110/35/10кВ Усухчай	T-1	1976	6,3	РПН	25	39	156%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%
		T-2	1989	6,3	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

179

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

182

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
12	ПС 110/10кВ Заречная	T-1	1981	2,5	РПН	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
13	ПС 110/35/6кВ Дербент Западная	T-1	2002	6,3	РПН	25	13	52%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%
		T-2	2010	10	РПН	25	5	20%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%
14	ПС 110/10кВ Араблинка	T-1	1983	2,5	РПН	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
		T-2	1985	2,5	РПН	25	30	120%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%
15	ПС 110/10кВ Геджух	T-1	1982	10	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
		T-2	1982	2,5	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
16	ПС 110/35/10кВ Кайтаг	T-1	1986	16	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
		T-2	1972	6,3	РПН	25	43	172%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%	49	196%
17	ПС 110/10кВ Капир	T-1	1995	2,5	РПН	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
18	ПС 110/10кВ Родниковая	T-1	1981	2,5	РПН	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
19	ПС 110/35/10кВ Курах	T-1	1995	6,3	РПН	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
		T-2	2011	10	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
20	ПС 110/10кВ Морская	T-1	1973	2,5	РПН	25	42	168%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%	48	192%
21	ПС 110/35/10кВ Самур	T-1	1997	10	РПН	25	18	72%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%	24	96%
		T-2	1997	10	РПН	25	18	72%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%	24	96%
22	ПС 110/27,5/10кВ Каякент - Тяговая	T-1	н/д	25		25												
		T-2	н/д	25		25												
23	ПС 110/27,5/6кВ Дербент - Тяговая	T-1	н/д	25		25												
		T-2	н/д	25		25												
24	ПС 110/10кВ Оружба	T-1	н/д	6,3		25												
		T-2	н/д	6,3		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

180

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

183

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ПС 35кВ																	
25	ПС 35/10кВ Ругул	T-1	1984	4	РПН	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
		T-2	1987	1,6	-	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
26	ПС 35/10кВ Лучек	T-1	1982	2,5	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
27	ПС 35/10кВ Зрых	T-1	1985	1	РПН	25	30	120%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%
28	ПС 35/10кВ Заря	T-1	1982	1,6	-	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
29	ПС 35/10кВ Джимикент	T-1	1982	2,5	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
30	ПС 35/10кВ Капкаякент	T-1	1986	1,6	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
31	ПС 35/10кВ Утамыш-Новая	T-1	1983	1,6	-	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
32	ПС 35/10кВ Утамыш-Старая	T-1	1990	1,6	-	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
33	ПС 35/10кВ Уркута	T-1	1986	1,8	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
34	ПС 35/10кВ Кубачи	T-1	1986	1,6	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
		T-2	2006	1,8	-	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
35	ПС 35/10кВ Уркарах-Старая	T-1	1994	1,6	-	25	21	84%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%	27	108%
36	ПС 35/10кВ Уркарах-Новая	T-1	1968	2,5	РПН	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
		T-2	2007	2,5	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
37	ПС 35/10кВ Хучни	T-1	1977	6,3	РПН	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
		T-2	2001	4	-	25	14	56%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%
38	ПС 35/10кВ Сиртыч	T-1	1968	1,6	-	25	47	188%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%	53	212%
39	ПС 35/10кВ Ерси	T-1	1975	1,6	-	25	40	160%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%
40	ПС 35/10кВ Цанак	T-1	1986	4	-	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
41	ПС 35/10кВ Хив	T-1	2010	2,5	РПН	25	5	20%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%
		T-2	1990	2,5	РПН	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

181

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

184

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
42	ПС 35/10кВ Тпиг	T-1	1979	1,6	-	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
		T-2	1969	1,6	-	25	46	184%	48	192%	49	196%	50	200%	51	204%	52	208%
43	ПС 35/10кВ Сардаркент	T-1	2007	2,5	-	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
		T-2	2001	1	РПН	25	14	56%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%
44	ПС 35/10кВ Кировская	T-1	1974	1	-	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
		T-2	1974	1	-	25	41	164%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%	47	188%
45	ПС 35/10кВ Маджалис	T-1	1982	2,5	-	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
		T-2	1987	2,5	РПН	25	28	112%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%
46	ПС 35/10кВ Первомайская	T-1	1984	2,5	-	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
		T-2	1959	1,8	-	25	56	224%	58	232%	59	236%	60	240%	61	244%	62	248%
47	ПС 35/10кВ Шиляги	T-1	1986	1,6	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
48	ПС 35/10кВ Набережная	T-1	1981	1,6	РПН	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
		T-2	2011	2,5	-	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
49	ПС 35/0,4кВ Пионер	T-1	1985	1,6	-	25	30	120%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%
50	ПС 35/0,4кВ Пионер-1	T-1	1992	0,18	-	25	23	92%	25	100%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%
51	ПС 35/10кВ Агул	T-1	н/д	1		25												
52	ПС 35/0,4кВ КФХ Низдик	T-1	н/д	1		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

182

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

185

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ЦЭС																	
	ПС 110кВ																	
1	ПС 110/6кВ ГПП	T-1	1971	31,5	РПН	25	44	176%	46	184%	47	188%	48	192%	49	196%	50	200%
		T-2	2014	40	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
2	ПС 110/35/6кВ Новая	T-1	1977	40	РПН	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
		T-2	1978	40	РПН	25	37	148%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%
3	ПС 110/10/6кВ ЦПП	T-1	1983	25	РПН	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
		T-2	1983	25	РПН	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
4	ПС 110/35/10кВ Махачкала-110	T-1	1988	25	РПН	25	27	108%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%	33	132%
		T-2	2008	25	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
5	ПС 110/6кВ Очистные сооружения	T-1	1980	10	РПН	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
		T-2	1989	25	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
6	ПС 110/6кВ Юго-Восточная	T-1	2008	10	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
		T-2	2008	10	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
7	ПС 110/10/6кВ Приморская	T-1	2008	16	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
		T-2	2012	16	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
8	ПС 110/6кВ Насосная-1	T-1	1978	6,3	РПН	25	37	148%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%
		T-2	1981	6,3	РПН	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
9	ПС 110/35/10кВ Изберг Северная	T-1	1979	16	РПН	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
		T-2	1979	16	РПН	25	36	144%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%
10	ПС 110/6кВ Изберг Южная	T-1	2009	6,3	РПН	25	6	24%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%
		T-2	2008	6,3	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
11	ПС 110/35/6кВ Рассвет	T-1	2006	10	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	1989	16	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

183

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

186

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
12	ПС 110/35/10кВ Шамхал	T-1	2012	25	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
		T-2	1980	16	РПН	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
13	ПС 110/35/10кВ Сергокала	T-1	2015	16	РПН	25	0	0%	2	8%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%
		T-2	1990	6,3	РПН	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
14	ПС 110/35/6кВ Буйнакск-1	T-1	2008	25	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
		T-2	2008	25	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
15	ПС 110/35/6кВ Буйнакск-2	T-1	2008	16	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
		T-2	2005	16	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
16	ПС 110/35/10/6кВ Приозерная	T-1	1980	25	РПН	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
		T-2	1990	25	РПН	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
17	ПС 110/6кВ Насосная-2	T-1	1986	6,3	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
18	ПС 110/10кВ Компас	T-1	1983	16	РПН	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%
		T-2	1981	16	РПН	25	34	136%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%
19	ПС 110/10кВ Новый Чиркей	T-1	2009	10	РПН	25	6	24%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%
20	ПС 110/6кВ ЗТМ	T-1	2004	25	РПН	25	11	44%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%
		T-2	1989	16	РПН	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
21	ПС 110/10/10кВ Восточная	T-1	2001	25	РПН	25	14	56%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%
		T-2	1990	25	РПН	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
22	ПС 110/10кВ Берег	T-1	2012	6,3	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
23	ПС 110/10/10кВ Газокомпрессорная	T-1	1982	40	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
		T-2	1982	40	РПН	25	33	132%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%	39	156%
24	ПС 110/35/10кВ Стекольная	T-1	н/д	63		25												
		T-2	н/д	63		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

184

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

187

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
25	ПС 110/27,5/10кВ Шамхал - Тяговая	T-1	н/д	40		25												
		T-2	н/д	40		25												
26	ПС 110/27,5/10кВ Манас-Тяговая	T-1	н/д	25		25												
		T-2	н/д	25		25												
	ПС 35кВ																	
27	ПС 35/10кВ Радиоцентр	T-1	2015	6,3	РПН	25	0	0%	2	8%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%
		T-2	1995	2,5	РПН	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
28	ПС 35/10кВ Карабудахкент	T-1	2008	6,3	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
		T-2	1991	4	РПН	25	24	96%	26	104%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%
29	ПС 35/10/6кВ Алмало	T-1	2012	2,5	-	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
		T-2	1999	2,5	РПН	25	16	64%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%
30	ПС 35/10кВ Казанище	T-1	1993	4	РПН	25	22	88%	24	96%	25	100%	26	104%	27	108%	28	112%
		T-2	1975	2,5	-	25	40	160%	42	168%	43	172%	44	176%	45	180%	46	184%
31	ПС 35/10кВ Согратль	T-1	2015	4	РПН	25	0	0%	2	8%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%
32	ПС 35/10кВ Дженгутай	T-1	2007	4	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
		T-2	2008	4	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
33	ПС 35/10кВ Такалай	T-1	1978	1,6	-	25	37	148%	39	156%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%
		T-2	1977	2,5	-	25	38	152%	40	160%	41	164%	42	168%	43	172%	44	176%
34	ПС 35/10кВ Параул	T-1	2000	2,5	РПН	25	15	60%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%
		T-2	1990	1,6	РПН	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
35	ПС 35/10кВ Полигон Солнце	T-1	2012	2,5	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
		T-2	2014	6,3	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
36	ПС 35/10кВ Сулак	T-1	2005	2,5	-	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
		T-2	1983	1,6	-	25	32	128%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%	38	152%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

185

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

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
37	ПС 35/10кВ НИИСХ	T-1	1999	2,5	РПН	25	16	64%	18	72%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%
38	ПС 35/10кВ Тепличный Комбинат	T-1	2012	10	-	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
		T-2	2008	10	-	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
39	ПС 35/6кВ Ленинкент	T-1	2005	6,3	-	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
40	ПС 35/10кВ Дурмаз	T-1	2007	1,6	-	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
41	ПС 35/10кВ Эрпели	T-1	1996	2,5	-	25	19	76%	21	84%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%
42	ПС 35/10кВ Гурбуки	T-1	2001	4	РПН	25	14	56%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%	20	80%
43	ПС 35/10кВ Халимбекаул	T-1	1990	4	-	25	25	100%	27	108%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%
44	ПС 35/10кВ Мулебки	T-2	1984	2,5	-	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
45	ПС 35/10кВ КПФ	T-1	2004	1,6	-	25	11	44%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%
46	ПС 35/6кВ Аграханская	T-1	1989	2,5	-	25	26	104%	28	112%	29	116%	30	120%	31	124%	32	128%
47	ПС 35кВ ММЗ	н/д	н/д	н/д		25												
48	ПС 35кВ Стекловолокно	н/д	н/д	н/д		25												
49	ПС 35кВ Стеклозавод	н/д	н/д	н/д		25												
50	ПС 35кВ РТПЦ	н/д	н/д	н/д		25												
51	ПС 35кВ 3-д сепараторов	н/д	н/д	н/д		25												
52	ПС 35кВ СРЗ	н/д	н/д	н/д		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

189

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
	ГЭС																	
	ПС 110кВ																	
1	ПС 110/35/10кВ Гергебиль	T-1	2014	25	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
		T-2	2014	25	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
2	ПС 110/10кВ Леваши	T-1	2007	10	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
		T-2	2010	10	РПН	25	5	20%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%	11	44%
3	ПС 110/35/10кВ Цудахар	T-1	2007	10	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
		T-2	2007	10	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
4	ПС 110/10кВ Хунзах	T-1	2014	16	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
		T-2	2014	16	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
5	ПС 110/35/10кВ Гуниб	T-1	2005	10	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
		T-2	2005	10	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
6	ПС 110/35/10кВ Тлох	T-1	2014	10	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
		T-2	2014	10	РПН	25	1	4%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%
7	ПС 110/35/10кВ Акуша	T-1	2002	10	РПН	25	13	52%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%
		T-2	2013	16	РПН	25	2	8%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%
8	ПС 110/35/10кВ Ботлих	T-1	1995	10	РПН	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
		T-2	2012	16	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
9	ПС 110/35/10кВ Шамильское	T-1	2006	6,3	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	2006	6,3	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
10	ПС 110/35/10кВ Анцух	T-1	2006	10	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	2006	10	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
11	ПС 110/35/10кВ Миарсо	T-1	н/д	16		25												
		T-2	н/д	16		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

187

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

190

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
12	ПС 110/10кВ Аргвани	T-1	2007	6,3	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
13	ПС 110/10кВ Гидатль	T-1	2006	6,3	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
14	ПС 110/10кВ Заиб	T-1	2004	6,3	РПН	25	11	44%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%
15	ПС 110/10/6кВ Карадах	T-1	2012	10	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
		T-2	1980	2,5	РПН	25	35	140%	37	148%	38	152%	39	156%	40	160%	41	164%
16	ПС 110/10кВ Новый Ирганай	T-1	н/д	6,3		25												
		T-2	н/д	6,3		25												
17	ПС 110/10кВ Тлайлух	T-1	2007	6,3	-	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
18	ПС 110/35/6кВ Ирганай ГПП	T-1	1984	16	РПН	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
		T-2	1984	16	РПН	25	31	124%	33	132%	34	136%	35	140%	36	144%	37	148%
19	ПС 110/10кВ Гоцатлинская	T-1	2011	10	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
		T-2	2011	10	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
20	ПС 110/35/6кВ Головной узел	T-1	2008	2,5	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
		T-2	2008	4	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
21	ПС 110/10кВ Майданское	T-1	н/д	10	РПН	25		0%										
	ПС 35кВ																	
22	ПС 35/10кВ Агвали	T-1	1998	4	РПН	25	17	68%	19	76%	20	80%	21	84%	22	88%	23	92%
		T-2	2012	6,3	РПН	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
23	ПС 35/10кВ Анди	T-1	2011	6,3	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
24	ПС 35/10кВ Бежта	T-1	2005	2,5	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
25	ПС 35 /10кВ Вачи	T-1	2002	4	РПН	25	13	52%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%
26	ПС 35/10кВ ГКЗ	T-1	2011	6,3	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
		T-2	2005	6,3	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

188

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

191

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
27	ПС 35/10кВ Зуберха	T-1	2003	1,6	-	25	12	48%	14	56%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%
		T-2	2013	1	-	25	2	8%	4	16%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%
28	ПС 35/10кВ Игали	T-1	2006	1,6	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
29	ПС 35/10кВ Карата	T-1	2015	10	РПН	25	0	0%	2	8%	3	12%	4	16%	5	20%	6	24%
30	ПС 35/10кВ Кидеро	T-1	2012	4	-	25	3	12%	5	20%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%
31	ПС 35/10кВ Кумух	T-1	2011	4	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
		T-2	1986	4	РПН	25	29	116%	31	124%	32	128%	33	132%	34	136%	35	140%
32	ПС 35/10кВ Мехельта	T-1	2002	4	-	25	13	52%	15	60%	16	64%	17	68%	18	72%	19	76%
33	ПС 35/10кВ Наци	T-1	1995	1	-	25	20	80%	22	88%	23	92%	24	96%	25	100%	26	104%
34	ПС 35/10кВ Прогресс	T-1	2005	4	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
35	ПС 35/10кВ Сагри	T-1	2011	2,5	-	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
36	ПС 35/10кВ Согратль	T-1	2007	2,5	РПН	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
37	ПС 35/10кВ Ташкапур	T-1	2006	5,6	-	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
		T-2	2006	2,5	РПН	25	9	36%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%
38	ПС 35/10кВ Тлярата	T-1	2011	4	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
		T-2	2005	2,5	РПН	25	10	40%	12	48%	13	52%	14	56%	15	60%	16	64%
39	ПС 35/10кВ Унцукуль	T-1	2011	10	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
		T-2	2011	10	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
40	ПС 35/10кВ Цуриб	T-1	2011	6,3	РПН	25	4	16%	6	24%	7	28%	8	32%	9	36%	10	40%
41	ПС 35/10кВ Шаури	T-1	2007	2,5	-	25	8	32%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%	14	56%
42	ПС 35/10кВ Эчеда	T-1	2008	2,5	РПН	25	7	28%	9	36%	10	40%	11	44%	12	48%	13	52%
43	ПС 35/10кВ Роббинс	T-1	н/д	4		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

189

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

Продолжение приложения 3

№ п.п	Наименование ПС	Дисп. обозначение	Ввод в эксплуатацию, год	Мощность, МВА	Наличие РПН	Проектный (нормативный) срок службы, лет	2015 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
							Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %	Срок службы, лет	Износ оборудования, %
44	ПС 35/10кВ Шамилькала	T-1	н/д	10		25												
		T-2	н/д	10		25												
45	ПС 35/6кВ Тоннельная-2	T-1	н/д	3,2		25												
46	ПС 35/10кВ Южный Портал	T-1	н/д	2,5		25												
47	ПС 35/10кВ Северный Портал	T-1	н/д	2,5		25												
48	ПС 35кВ Очистные сооружения	н/д	н/д	н/д		25												

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Приложение И
Износ ВЛ напряжением 35 и 110 кВ Республики Дагестан в 2016-2021 г.г.

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
1	Л-101 ПС Чирюрт 330 - ПС Артем	110	1961	АС-185	29,00	30	54	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197	60	200
2	Л-102 ПС Чирюрт 330 - ПС Артем	110	1977	АС-185	30,70	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
3	Л-201 ПС Артем - ПС Шамхал	110	1961	АС-185	12,80	30	54	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197	60	200
4	Л-202 ПС Артем - ПС Шамхал Тяговая	110	1977	АС-185	11,00	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
5	Л-203 ПС Артем - ПС Компас	110	1966	АС-185	6,50	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
6	Л-204 ПС Артем - ПС Буйнакс-1	110	1966	АС-185	23,50	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
7	Л-103 Каспийская ТЭЦ - ПС Восточная	110	1962	АС-120, АС-150	11,80	30	53	54	180	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197
8	отпайка от Л-103 - ПС НС-1	110	1980	АЖ-120, АС-150	4,30	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
9	отпайка от Л-103 - ПС ЗТМ	110	1980	АС-150, АС-185	1,30	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
10	отпайка от Л-103 - ПС Берег	110	2012	АС-150	0,38	30	3	4	13	5	17	6	20	7	23	8	27	9	30
11	Л-104 ПС Манас Тяговая - ПС Изберг Северная	110	1949	АС-150	27,00	30	66	67	223	68	227	69	230	70	233	71	237	72	240
12	отпайка от Л-104 - ПС Рассвет	110	1982	АС-120	1,80	30	33	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130
13	Л-112 КТЭЦ - ПС Восточная	110	1967	АС-150, АС-120, М-70	13,00	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
14	отпайка от Л-112 - ПС НС-1	110	1980	АС-150,АЖ-120	4,30	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
15	отпайка от Л-112 - ПС ЗТМ	110	2002	АС-120	1,30	30	13	14	47	15	50	16	53	17	57	18	60	19	63
16	отпайка от Л-112 - ПС Берег	110	2012	АС-150	0,23	40	3	4	10	5	13	6	15	7	18	8	20	9	23
17	Л-113 ПС Махачкала 330-ПС Изберг Северная	110	1966	АС-150	31,50	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
18	отпайка от Л-113 - ПС Рассвет	110	1982	АС-120	1,80	30	33	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130
19	отпайка от Л-113 - ПС НС-II	110	1986	АС-150	2,20	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
20	Л-116 ПС ГПП - ПС Новая	110	1962	АС-150, АС-120	3,15	30	53	54	180	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197
21	Л-117 ПС Буйнакс II - ПС Чиркей ГПП	110	1970	АС-150	36,00	30	45	46	153	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170
22	отпайка от Л-117 - ПС Н. Чиркей	110	1970	АС-150	0,70	40	45	46	115	47	118	48	120	49	123	50	125	51	128
23	Л-125 КТЭЦ - ПС Махачкала 330	110	1974	АС-150, АС-120, АС-185	11,30	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
24	отпайка от Л-125 на ПС Очист. Сооруж	110	1993	АС-95, АС-120	2,20	30	22	23	77	24	80	25	83	26	87	27	90	28	93
25	Л-126 КТЭЦ - ПС Махачкала 330	110	1966	АС-150,АС-185, М-70	11,30	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
26	отпайка от Л-126 на ПС Очист. Сооруж	110	1993	АСК-95	2,20	30	22	23	77	24	80	25	83	26	87	27	90	28	93
27	Л-129 ПС Шамхал - ПС ГПП	110	1961	АСК-150,АС-185	20,00	30	54	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197	60	200
28	Л-130 ПС Махачкала I - ПС ГПП	110	1977	АС-150	8,60	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
29	Л-134 ПС Шамхал Тяг. - ПС Махачкала I	110	1977	АС-150	21,00	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
30	Л-142 ПС Махачкала 330 - ПС Манас Тяговая	110	1977	АС-150,АС-185	16,00	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
31	отпайка Л-142 на ПС НС-II (не действ.)	110	1977	АС-150	2,20	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
32	Л-144 ПС Махачкала 330 - ПС ГПП	110	1978	АС-150	25,50	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
33	отпайка Л-144 на ПС Юго-Восто-я	110	1982	АС-150	2,00	40	33	34	85	35	88	36	90	37	93	38	95	39	98
34	Л-145 ПС Махачкала 330 - ПС ГПП	110	1978	АС-150	25,50	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
35	Л-150 ПС Буйнакс II - ПС Восточная	110	1980	АС-240	50,70	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
36	Л-152 ПС ГПП - ПС ЦПП	110	2002	АС-150,АС-185	3,40	30	13	14	47	15	50	16	53	17	57	18	60	19	63
37	Л-153 ПС Чирюрт 330 - ПС Компрессорная	110	1982	АС-185	3,70	30	33	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130
38	Л-154 ПС Чирюрт 330 - ПС Компрессорная	110	1982	АС-185	3,70	30	33	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130
39	Л-155 ПС ГПП - ПС Компас	110	1966	АС-150	6,70	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
40	Л-160 ПС Буйнакс I - ПС Буйнакс II	110	1970	АС-240	9,00	30	45	46	153	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170
41	Л-163 Миатлинская ГЭС- ПС Буйнакс II	110	1981	АС-240	43,40	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
42	Л-171 ПС Восточная - ПС Новая	110	1962	АС-120,АС-150	6,00	30	53	54	180	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197
43	Л-172 ПС Восточная - ПС ЦПП	110	2002	АС-150, АС-120, АС-185	11,15	30	13	14	47	15	50	16	53	17	57	18	60	19	63
44	отпайка Л-172 на ПС Юго-Восточная	110	1982	АС-150	2,00	30	33	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130
45	Л-173 ПС Восточная - ПС Махачкала 330	110	1981	АС-240	17,70	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
46	Л-174 ПС Восточная - ПС Приозёрная	110	1990	АСК-120	6,10	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
47	Л-175 ПС Восточная - ПС Приозёрная	110	1990	АСК-120	6,10	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
48	Л-177 ПС Изберг Сев. - ПС Сергокала	110	1972	АС-120	35,60	30	43	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163
49	Л-182 ПС Сергокала - ПС Леваш	110	1997	АС-120	35,00	30	18	19	63	20	67	21	70	22	73	23	77	24	80
50	Л-1 ПС Приозёрная - ПС Стекловолокно	35	1986	АС-120	2,76	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
51	Л-2 ПС Приозёрная - ПС Стекловолокно	35	1986	АС-120	2,76	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
52	отпайка Л-2 на ПС МТЭЦ	35	1986	АС-120	1,00	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
53	Л-5 ПС Приозёрная - ПС Маш. Завод	35	1986	АС-120	2,50	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
54	Л-6 ПС Новая - МТЭЦ	35	1986	АС-120, АС-95	3,00	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
55	Л-7 ПС Приозёрная - ПС Маш. Завод	35	1990	АС-120	2,50	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
56	отпайка Л-7 на ПС ЗТМ не действ.	35	1972	АС-95, АСК-120, АС-120	10,30	30	43	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163
57	Л-8 ПС Буйнакск I - ПС Токолай	35	1976	АС-95, АС-120, М-70	13,00	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
58	Л-12 ПС Махачкала I - ПС Тепл. Комбинат	35	1976	АСК-95	4,55	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
59	Л-14 ПС Буйнакск I - ПС Н. Дженгутай	35	1974	АС-95,АС-70	18,66	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
60	Л-15 ПС Буйнакск II - ПС Унцукуль	35	1974	АС-95,АС-70	23,35	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
61	Л-16 ПС Н. Дженгутай - ПС Параул	35	1976	АС-70	11,50	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
62	Л-17 ПС Параул - ПС Карабудахкент	35	1976	АС-70	20,00	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
63	Л-18 ПС Рассвет - ПС Карабудахкент	35	1971	АС-70	14,30	30	44	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163	50	167
64	Л-22 ПС Ленинкет - ПС Шамхал	35	1968	АС-70,АС-120	11,50	30	47	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177
65	Л-23 ПС Шамхал - ПС Гл. Сулак	35	1990	АС-70,АС-50, АС-95	36,00	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
66	отпайка Л-23 на ПС Даг. НИИСХа	35	1990	АС-70	6,00	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
67	отпайка Л-23 на ПС Поли-н Солнце	35	1990	АС-70	9,50	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
68	Л-24 ПС Шамхал - ПС Алмало	35	1971	АСК-70	20,60	30	44	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163	50	167
69	отпайка Л-24 на ПС Стекольный	35	2012	АС-70	0,15	40	3	4	10	5	13	6	15	7	18	8	20	9	23
70	Л-25 ПС Буйнакск I - ПС Буйнакск II	35	1974	АС-70,АС-95	5,95	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
71	Л-26 ПС Тепличный Комбинат - ПС Радиоц-р	35	1948	АС-120, АС-95, М-70	9,20	30	67	68	227	69	230	70	233	71	237	72	240	73	243
72	отпайка Л-26 на ПС з-д Сепарато-в	35	1979	М-70	0,8	40	36	37	93	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105
73	Л-27 ПС Такалай - ПС Радиоцентр	35	1977	АС-120, АС-95, М-70,АСК-120	25	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
74	Л-29 ПС Изберг Сев. - ПС Даг. ЗЭТО	35	1965	АС-95,АС-70	3	30	50	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187
75	Л-30 ПС Сергокала - ПС Мулебки	35	1983	АС-70	16	30	32	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127
76	Л-31 ПС Глав. Сулак - ПС Аграханское	35	1984	АС-70, АС-50	18,9	30	31	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123
77	Л-32 ПС Рассвет - ПС Гурбуки	35	1965	АС-70	13,6	30	50	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187
78	Л-33 ПС Шамхал - ПС Птицефабрика	35	1984	АС-95	6	30	31	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123
79	Л-34 ПС Шамхал - ПС Дурмаз	35	1984	АС-70	19,2	30	31	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123
80	Л-170 ПС Чиркей ГПП - ПС Ирганай	110	1981	АС-150	36,6	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
81	Л-135 ПС Чирюрт.330-ПСКарлданюрт-Тяговая	110	1978	АС-150	15,8	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
82	Л-136 ПС Карланюрт Тяговая - ПС Акташ	110	1978	АС-150	12,8	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
83	Л-137 Чирюрт - ГЭС - ПС Акташ	110	1978	АС-150	23,1	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
84	Л-138 ПС Миатлы - ПС Чиркей ГПП	110	1966	АС-150	10,1	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
85	Л-139 ПС Акташ - ПС Сулевкент	110	1964	АС-240,АС-120	25,6	30	51	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187	57	190
86	Л-169 ПС Сулевкент - ПС Бабаюрт	110	2009	АС-150	18,6	30	6	7	23	8	27	9	30	10	33	11	37	12	40
87	Л-140 ПС Акташ - ПС Кизляр - II	110	1980	АС-150	81,7	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
88	Л-111 Чирюрт - ГЭС - ПС Миатлы	110	1966	АС-240	15,6	30	49	50		51		52		53		54		55	
89	Л-109 ПС Бабаюрт - ПС Кизляр	110	1964	АС-150,АС-120, АС-95	33,0	30	51	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187	57	190
90	Л-119 Чирюрт ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1961	АС-240	5,3	30	54	55		56		57		58		59		60	
91	Л-120 Чирюрт ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1962	АС-240	5,3	30	53	54		55		56		57		58		59	
92	Л-132 ПС Ярыксу - ПС Акташ	110	1981	АС-185	9,3	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
93	Л-167 ПС Дылым - ПС Тлох	110	1977	АС-150	42,8	40	38	39	98	40	100	41	103	42	105	43	108	44	110
94	Л-162 Миатлы ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1985	АС-240	14,5	30	30	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120
95	Л-161 Миатлы ГЭС - ПС Чирюрт - 330	110	1985	АС-240	14,5	30	30	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120
96	Л-163 Миатлы ГЭС - ПС Буйнакск	110	1985	АС-240	6,8	30	30	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120
97	Л-164 Миатлы ГЭС - ПС Чиркей ГПП	110	1986	АС-300	12,6	40	29	30	75	31	78	32	80	33	83	34	85	35	88
98	Л-166 ПС Миатлы - ПС Дылым	110	1986	АС-150	22,0	40	29	30	75	31	78	32	80	33	83	34	85	35	88
99	Л-168а ПС Татаюрт - ПС Дзержинское	110	1987	АС-120	27,3	30	28	29	97	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113
100	Л-168 ПС Бабаюрт - ПС Львовская	110	1986	АС-120	45,9	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
101	Л-106 Каскад ЧГЭС - ПС Кизилюрт ГЩЗ	110	1957	АС-185	5,7	30	58	59		60		61		62		63		64	
102	Л-176 ПС Ярыксу - ПС Кизилюрт ГЩЗ	110	1956	АС-185	21,2	30	59	60		61		62		63		64		65	
103	Л-0 Чирюрт ГЭС-I - ГЭС - II	110	1964	АС-120	1,0	40	51	52	130	53	133	54	135	55	138	56	140	57	143
104	Л-184 Чирюрт ГЭС - Гельбах ГЭС	110	1998	АС-240,АС-150, АС-2х300	2,4	30	17	18	60	19	63	20	67	21	70	22	73	23	77
105	Л-185 ПС Ярыксу - ПС Сулак	110	1998	АС-240,АС-2х300	20,0	30	17	18	60	19	63	20	67	21	70	22	73	23	77
106	Л-199 Гельбах ГЭС - ПС Сулак	110	1998	АС-240, АС-185, АС-2х300	6,58	30	17	18	60	19	63	20	67	21	70	22	73	23	77
107	Л-2Ц ПС Чиркей ГПП - ПС Дубки	35	1968	АС-95	5,94	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
108	Л-6Ц ПС Чиркей ГПП - ПС Дубки	35	1968	АС-95	5,94	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
109	Л-1В ПС Янгильбай - ПС Некрасовка	35	1979	АС-50	16,8	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
110	Отпайка Л-18А на п/с "Шава"	35	1979	АС-50	4,6	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
111	Л-34 ПС Димитрова - ПС Аксай	35	1964	АС-70	23,2	30	51	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187	57	190
112	Л-30 ПС Ярыксу - ПС Димитрова	35	1986	АС-50	6,5	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
113	Л-32 ПС Дылым - ПС Гертма	35	1986	АС-70	10,3	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
114	Л-31 ПС Ярыксу - ПС Андрейаул	35	1966	АС-50	11,1	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
115	Л-36 ПС Бабаюрт - ПС Татаюрт	35	1969	АС-50	22,5	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173
116	Л-37 ПС Дружба - ПС Акбулатюрт	35	1984	АС-50	10,4	30	31	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123
117	Л-38 ПС Андрейаул - ПС Дылым	35	1966	АС-50	19,2	30	49	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183
118	Л-39 ПС Дагестан - ПС Дружба	35	1964	АС-50,АС-70	16,0	30	51	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187	57	190
119	Л-40 ПС Аксай - ПС Дружба	35	1972	АС-70	8,5	30	43	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163
120	Л-42 ПС Ярыксу - ПС Новокули	35	1974	АС-50	11,0	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
121	Л-43 ПС Львовская - ПС Гулькутан	35	1975	АС-70	14,1	30	40	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153
122	Л-44 ПС Акташ - ПС Консервный завод	35	1972	АС-70	1,8	30	43	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163
123	Л-45 ПС Татаюрт - ПС Львовская	35	1975	АС-70	25,8	30	40	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153
124	Л-46 ПС Татаюрт - ПС Тамаза-Тюбе	35	1969	АС-50	15,5	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
125	Л-52 ПС Акташ - ПС Дагестан	35	1972	АС-70	12,2	30	43	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163
126	Л-53 ПС Бабаюрт - ПС Туршунай	35	1977	АС-50	8,4	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
127	Л-54 ПС Туршунай - ПС Хамаматюрт	35	1977	АС-50	15,1	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
128	Л-57 ПС Бабаюрт - ПС Янгильбай	35	1977	АС-50	16,4	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
129	Л-58 ПС Дружба - ПС Чагаротар	35	1977	АС-50	7,5	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
130	Л-59 ПС Чагаротар - ПС Хамаматюрт	35	1977	АС-50	18,1	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
131	Л-61 ПС Ярыксу - ПС Консервный завод	35	1972	АС-70	8,1	30	43	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160	49	163
132	Л-62 ПС Тамаза-Тюбе - ПС Новая Коса	35	1980	АС-70	19,6	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
133	Л-63 ПС Акташ - ПС Костек	35	1981	АС-70	22,2	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
134	Л-64 ПС Туршунай - ПС Караузек	35	1981	АС-70	11,8	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
135	Л-65 ПС Караузек - ПС Свердлова	35	1982	АС-70	15,1	30	33	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130
136	Л-67 ПС Казийорт - ПС Костек	35	1986	АС-70	21,3	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
137	Л-70 ПС Дзержинская - ПС Аликазган	35	1987	АС-70	12,4	30	28	29	97	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113
138	Л-71 ПС Тамаза-Тюбе - ПС Дзержинская	35	1987	АС-70	15,5	30	28	29	97	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113
139	Л-33 ПС Дагестан - ПС Сивух	35	1989	АС-70	9,5	30	26	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103	32	107
140	Л-31а ПС Львовская - ПС Аграханская	35	1989	АС-120	28,1	30	26	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103	32	107
141	Л-105 ПС Изберг С - ПС Дербент330	110	1958	АС-120	78,07	30	57	58	193	59	197	60	200	61	203	62	207	63	210
142	отпайка Л-105 на ПС Мамедкала	110	н/д	АС-120	0,03	30													
143	отпайка Л-105 на ПС Огни	110	н/д	АС-120	1,8	30													
144	отпайка Л-105 на ПС Изберг Юж	110	н/д	АС-120	0,05	30													
145	отпайка Л-105 на ПС Каякент	110	н/д	АС-120	0,35	30													
146	Л-107 ПС Дербент 330 - ПС Белиджи	110	1963	АС-120	26,7	30	52	53	177	54	180	55	183	56	187	57	190	58	193
147	отпайка Л-107 на ПС Самур	110	н/д	АС-120	7	30													
148	отпайка Л-107 на ПС Дербент Тяг.	110	н/д	АС-120	2,4	30													
149	отпайка Л-107 на ПС Араблинка	110	н/д	АС-120	1,3	30													
150	Л-108 ПС Белиджи - ПС Советская	110	1965	АС-70	17	30	50	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187
151	Л-121 ПС Магорамкент - ПС Усучай	110	1973	АС-70,АС-185	45,00	30	42	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160
152	Л-115 ПС Каякент Т. - ПС Дербент 330	110	1967	АС-120,АС-150	57,25	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
153	Отпайка Л-115 на ПС Каякент	110	н/д	АС-120	0,8	30													
154	Отпайка Л-115 на ПС Мамедкала	110	н/д	АС-120	1,2	30													
155	Отпайка Л-115 на ПС Огни	110	н/д	АС-120	2,3	30													
156	Л-122 ПС Дербент 330 - ПС Белиджи	110	1965	АС-120	26,78	30	50	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187
157	отпайка Л-122 на ПС Самур	110	н/д	АС-120	6,8	30													
158	отпайка Л-122 на ПС Дербент Тяг.	110	н/д	АС-120	2,4	30													
159	отпайка Л-122 на ПС Араблинка	110	н/д	АС-120	1,8	30													
160	Л-124 ПС Дербент330 - ПС Дербент С	110	1974	АСК-150	4,4	40	41	42	105	43	108	44	110	45	113	46	115	47	118
161	Л-123 ПС Дербент330 - ПС Дербент С	110	1974	АСК-150,АС-120	5,6	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
162	Л-143 ПС Изберг Сев. - ПС Каякент Тяг.	110	1967	АС-120	27,2	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
163	Отпайка Л-143 на ПС Изберг Ю	110	н/д	АС-120	0,05	30													
164	Л-207 ПС Оруджба - ПС Тагиркент	110	1980	АС-95,АС-120	8,1	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
165	Л-148 ПС Белиджи -ПС Тагиркент	110	1980	АС-95,АС-120	6,95	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
166	Л-151 ПС Касумкент - ПС Магарамкент	110	1967	АС-70,АС-95	24,5	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
167	Л-156 ПС Дербент 330 - ПС Геджух	110	1983	АС-120	20	30	32	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127
168	Отпайка Л-156 ПС Дербент 3	110	н/д	АС-120	2,9	30													
169	Л-157 ПС Дербент 330 - ПС Геджух	110	1983	АС-120	20	30	32	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127
170	Отпайка Л-157 ПС Дербент 3	110	н/д	АС-120	2,9	30													

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
171	Л-178 ПС Советская - ПС Касумкент	110	1981	АС-70	12,5	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
172	Л-179 ПС Тагиркент - ПС Магарамкент	110	1983	АС-95, АС-70	25,25	30	32	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127
173	Отпайка Л-179 ПС Морская	110	н/д	АС-95	0,02	30													
174	Л-186 ПС Курах - ПС Ахты	110	1987	АС-95,АС-70	22,3	40	28	29	73	30	75	31	78	32	80	33	83	34	85
175	Л-191 ПС Касумкент - ПС Курах	110	1968	АС-95,АС-70, АС-50	46,99	30	47	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177
176	Отпайка Л-191 на ПС Капир	110	н/д	АС-70	0,01	30													
177	Л-192 ПС Мамедкала - ПС Кайтаг	110	1968	АС-70	28	30	47	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177
178	Отпайка Л-192 на Родниковая	110	н/д	АС-70	0,67	30													
179	Л-194 ПС Усухчай - ПС Ахты	110	1973	АС-70,АС-185	16,00	30	42	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160
180	Л-28 ПС Изберг Сев. ПС Первомайская	35	1965	АС-70,АС-95	13,50	30	50	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187
181	Л-22 ПС Первомайск - ПС Утамыш	35	1965	АС-70	17,5	30	50	51	170	52	173	53	177	54	180	55	183	56	187
182	Отпайка Л-22 на ПС Утамыш С.	35	н/д	АС-70	0,3	30													
183	Л-23 ПС Уркарах нов. - ПС Кубачи	35	1973	АС-50	9,2	40	42	43	108	44	110	45	113	46	115	47	118	48	120
184	Л-24 ПС Уркарах Ст. - ПС Уркарах Н.	35	1968	АС-95	0,8	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
185	Л-30 ПС Кайтаг - ПС Маджалис	35	2004	АС-70	1,4	30	11	12	40	13	43	14	47	15	50	16	53	17	57
186	Л-32 ПС Мамедкала - ПС Ерси	35	1973	АС-70	30,1	30	42	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160
187	Л-33 ПС Кайтаг - ПС Уркарах ст.	35	1967	АС-95	19,77	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
188	Л-34 ПС Кубачи - ПС Уркута	35	1973	АС-50	6,8	30	42	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157	48	160
189	Л-35 ПС Касумкент - ПС Набережная	35	1967	АС-50	5,8	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
190	Л-38 ПС Курах - ПС Тпиг	35	1968	АС-50,АС-70	33,00	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
191	Л-39 ПС Тпиг - ПС Чираг	35	1979	АС-70	27,3	40	36	37	93	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105
192	Л-40 ПС Ахты - ПС Рутул	35	1967	АС-50	30,57	40	48	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133	54	135
193	Отпайка Л-40 ПС Заря	35	н/д	АС-50	0,01	30													
194	Отпайка Л-40 ПС Зрых	35	н/д	АС-50	0,02	30													
195	Л-41 ПС Рутул - ПС Лучек	35	1971	АС-50	15	40	44	45	113	46	115	47	118	48	120	49	123	50	125
196	Л-42 ПС Белиджи - ПС Сыртыч	35	1974	АС-70	16,88	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
197	Л-43 ПС Сыртыч - ПС Цанак	35	1978	АС-50	22	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
198	Л-44 ПС Ерси - ПС Хучни	35	1984	АС-70	9,15	30	31	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123
199	Л-45 ПС Мамедкала - ПС Джимикент	35	1979	АС-50	11,5	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
200	Л-46 ПС Джимикент - ПС Капкаякент	35	1980	АС-50	21,6	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
201	Л-47 ПС Сыртыч - ПС Сардаркент	35	1979	АС-50	21,7	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
202	Л-48 ПС Сардаркент - ПС Хив	35	1968	АС-50	12,6	30	47	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177
203	Л-49 ПС Цанак - ПС Хучни	35	1978	АС-50	15,8	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
204	Л-53 ПС Капкаякент - ПС Утамыш	35	1990	АС-70	23,4	30	25	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100	31	103
205	Л-54 ПС Белиджи - ПС Пионер	35	2000	АС-70	1,49	30	15	16	53	17	57	18	60	19	63	20	67	21	70
206	Отпайка Л-54 ПС Пионер 2	35	н/д	АС-70	0,01	30													
207	Л-55 ПС Набережная - ПС Сардаркент	35	1967	АС-50	9,2	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
208	Отпайка Л-55 на ПС Кировская	35	н/д	АС-50	2,3	30													
209	Л-50 ПС Кайтаг - ПС Шиляги	35	1986	АС-70	7,82	40	29	30	75	31	78	32	80	33	83	34	85	35	88
210	Л-52 ПС Уркута - ПС Наци	35	1990	АС-95, АС-120	9,4	40	25	26	65	27	68	28	70	29	73	30	75	31	78
211	Л-88 ПС Кочубей - ПС Затеречная	110	1995	АС-150,АС-120	115,3	30	20	21	70	22	73	23	77	24	80	25	83	26	87
212	Л-181 ПС Артезан - ПС Джигильда	110	1980	АСК-120	30,5	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
213	Л-165 ПС Кизляр II - ПС Кочубей	110	1986	АСК-150	71,3	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
214	Л-147 ПС Кизляр 2 - ПС Александрия	110	1980	АС-120	34	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
215	Л-146 ПС Кизляр 1 - ПС Кизляр 2	110	1980	АС-185	8,15	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
216	Л-141 ПС Кочубей - ПС Артезан	110	1976	АС-120	76,08	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
217	отпайка Л-141а на ПС К. Маркса	110	1976	АСК-120	1,5	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
218	отпайка Л-131 на ПС Таловка	110	1977	АСКП-70	6,4	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
219	Л-131 ПС Тарумовка - ПС Кочубей	110	1977	АС-120	37,2	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
220	отпайка Л-127 на ПС Арсланбек	110	1979	АСКП-70	1,5	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
221	Л-127 ПС Тарумовка - ПС Т.Мектеб	110	1974	АСК-70	60,7	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
222	Л-114 ПС Кизляр-2 - ПС Тарумовка	110	1967	АС-185,АС-120	36,85	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
223	отпайка Л-114 на ПС Калиновка	110	1980	АСКП-120	1,1	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
224	отпайка Л-102 на ПС Коминтерн	110	1995	АС-95	0,39	30	20	21	70	22	73	23	77	24	80	25	83	26	87
225	Л-6А ПС Серебряковка - ПС Б. Арешевка	35	1974	АСК-50	18,9	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
226	Л-6 ПС Кизляр II - ПС Серебрякова	35	1974	АС70 АСК-50	13,5	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
227	Л-5 ПС Кизляр I - ПС Октябрьская	35	1975	АС-50	9,1	30	40	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153
228	Л-4 ПС Александрия - ПС Крайновка	35	1968	АС-70,АС-95	25,00	30	47	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177
229	Л-3А ПС Михеевка - ПС КЭАЗ	35	1962	АС-70	6,7	30	53	54	180	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197
230	Л-3 ПС Кизляр I - ПС Михеевка	35	1962	АС-70	13,8	30	53	54	180	55	183	56	187	57	190	58	193	59	197
231	Л-2 ПС Кизляр I - ПС Кизляр II	35	1967	АСК-95	8,15	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
232	Л-18 ПС Янгильбай - ПС Некрасовка	35	1979	АСКП-50	7,9	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
233	Л-17 ПС Привольная - ПС КЭАЗ	35	1978	АС-70,АС-50	14,25	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
234	Л-16 ПС Кочубей - ПС Кормосовхоз	35	1978	АСКП-50	16,9	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
235	Л-15 ПС Кизляр I - ПС Октябрьская	35	1975	АС-50	9,1	30	40	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153
236	Л-12 ПС Т.Мектеб - ПС Ногайская	35	1978	АСКП-50	33	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
237	Л-11 ПС Тарумовка - ПС Привольная	35	1977	АС-70	11,43	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
238	Л-10 ПС Ч. Буруны - ПС Карагас	35	1976	АС-70	29,3	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
239	Л-9 ПС Т. Мектеб - ПС Ч. Буруны	35	1976	АС-70	25,4	30	39	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147	45	150
240	Л-8 ПС Александрия - ПС Черняевка	35	1978	АС-50	13	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
241	отпайка Л-7 от 3А на ПС Хуцеевка	35	1974	АС-70	11	30	41	42	140	43	143	44	147	45	150	46	153	47	157
242	Л-55А ПС Кизляр I - ПС Бороздиновка	35	1960	АС-95	13,5	30	55	56	187	57	190	58	193	59	197	60	200	61	203
243	Л-32 ПС Б. Арешевка - ПС С. Коса	35	1991	АСКП-70	35,6	30	24	25	83	26	87	27	90	28	93	29	97	30	100
244	Л-30 ПС Кумли - ПС Кыстырган	35	1988	АС-70	20,1	30	27	28	93	29	97	30	100	31	103	32	107	33	110
245	Л-27 ПС Б. Орешевка - ПС Брянск	35	1986	АСКП-70	30,2	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
246	Л-26 ПС Т. Мектеб - ПС Кумли	35	1983	АС-50	27,1	30	32	33	110	34	113	35	117	36	120	37	123	38	127
247	Л-25 ПС Т. Мектеб - ПС Кунбатор	35	1981	АСКП-70	27,3	30	34	35	117	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133
248	Л-23 ПС Кизляр II - ПС Некрасовка	35	1967	АСКП-95	13,65	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
249	Л-22 ПС Кочубей - ПС 22 Партсъезд	35	1980	АСКП-50	28,2	30	35	36	120	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137
250	Л-21 ПС Некрасовка - ПС Александрия	35	1967	АС-95	20,6	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
251	Л-20 ПС Б. Орешевка - ПС Огузер	35	1979	АСК-70	16,2	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
252	Л-19 ПС Черняевка - ПС Огузер	35	1979	АСКП-70	14,5	30	36	37	123	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140
253	Л-31 ПС Т. Мектеб - ПС Карагас	35	н/д	АС-70	21,1														
254	Л-118 ПС Буйнакс - ПС Гергебиль	110	1971	АС-185,АС-240	43,91	40	44	45	113	46	115	47	118	48	120	49	123	50	125
255	Л-133 ПС Гергебиль – ПС Цудахар	110	1972	АС-95	21,5	40	43	44	110	45	113	46	115	47	118	48	120	49	123
256	Л-158 ПС Гергебиль - Гунибская ГЭС	110	1962	АС-150	7,2	40													
257	Л-159 ПС Хунзах - ПС Тлох	110	1965	АС-150	27,6	40	50	51	128	52	130	53	133	54	135	55	138	56	140
258	Л-167 ПС Аргвани - ПС Тлох	110	1979	АС-150	17,4	40	36	37	93	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105
259	Л-180 ПС Тлох - ПС Ботлих	110	1967	АС-120	21,4	40	48	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133	54	135
260	Л-183 ПС Леваши - ПС Цудахар	110	1967	АС-120,АС-150	24,60	30	48	49	163	50	167	51	170	52	173	53	177	54	180
261	Л-187 ПС Акуша - ПС Леваши	110	1988	АС-120	18,2	30	27	28	93	29	97	30	100	31	103	32	107	33	110

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
262	Л-188 ПСПП Ирганай - Ирганайская ГЭС	110	1994	АС-300	1,47	40	21	22	55	23	58	24	60	25	63	26	65	27	68
263	Л-189 Гунибская ГЭС - ПС Хунзах	110	1962	АС-150	25,13	40	53	54		55		56		57		58		59	
264	Л-190 ПС Хунзах - ПС Шамильская	110	1970	АС-120, АС-70	21,50	40	45	46		47		48		49		50		51	
265	Л-195 ПС Шамильское - ПС Анцух	110	2006	АС-95, АС-70	38,4	40	9	10	25	11	28	12	30	13	33	14	35	15	38
266	Отпайка Л-195А на ПС Гидмост (Гидаль)	110	2006	АС-70	3,1	40	9	10	25	11	28	12	30	13	33	14	35	15	38
267	Л-205 ОРУ Гоцатлинская ГЭС-ПС Хунзах	110	2009	АС-240	17,24	40	6	7	18	8	20	9	23	10	25	11	28	12	30
268	Л-206 ПСГоцатлинская-ОРУГоцатлинскаяГЭС	110	2015	АС-240	1,5	40	0	1	3	2	5	3	8	4	10	5	13	6	15
269	Л-193 Гунибская ГЭС - ПС Гуниб	110	2005	АС-120, АС-70	7,2	40	10	11	28	12	30	13	33	14	35	15	38	16	40
270	Л-1 ПС Гергебиль - ОРУ-35кВ ГЭС	35	1954	АС-95	2	40	61	62	155	63	158	64	160	65	163	66	165	67	168
271	Л-2 ОРУ-ГЭС - Гунибская ГЭС	35	1986	АС-70	4,3	40	29	30	75	31	78	32	80	33	83	34	85	35	88
272	Л-3 ОРУ ГЭС - ПС Ташкапур	35	1984	АС-120, АС-70	13,53	40	31	32	80	33	83	34	85	35	88	36	90	37	93
273	Л-4 ПС Гуниб - ПС Цуриб	35	1971	АС-50, АС-70	21,8	40	44	45	113	46	115	47	118	48	120	49	123	50	125
274	Л-5 ПС Миарсо - ПС Агвали	35	1968	АС-70	16,16	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
275	Л-6 ПС Миарсо - ПС Прогресс	35	1968	АС-50, АС-70	4,76	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
276	Л-7 ПС Ботлих - ПС Карата	35	1968	АС-50,АС-70, ПС-25	15,74	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
277	Л-8 ПС Ботлих - ПС Прогресс	35	1968	АС-50, АС-70	5,6	40	47	48	120	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133
278	Л-9 ПС Гергебиль - ПС Буйнакск 1	35	1954	АС-95	45	40	61	62	155	63	158	64	160	65	163	66	165	67	168
279	Отпайка Л-9а на ПС Зуберха	35	н/д	АС-70	2	40													
280	отпайка Л-11а на ПС Унцукуль	35	1993	АС-70	3,72	40	22	23	58	24	60	25	63	26	65	27	68	28	70
281	Л-12 ПС Агвали - ПС Шаури	35	2007	АС-120	50,1	40	8	9	23	10	25	11	28	12	30	13	33	14	35
282	Л-13 ПС Анцух - ПС Тлярата	35	1970	АС-70	12	40	45	46	115	47	118	48	120	49	123	50	125	51	128
283	Л-14 ПС Анцух - ПС Бежта	35	1970	АС-70	25,94	40	45	46	115	47	118	48	120	49	123	50	125	51	128
284	Л-15 ПС Буйнакск - ПС Унцукуль	35	1975	АС-70	14	40	40	41	103	42	105	43	108	44	110	45	113	46	115
285	Л-16 ПС Цудахар - ПС Кумух	35	1982	АС-70	23,8	40	33	34	85	35	88	36	90	37	93	38	95	39	98
286	Л-17 ПС Кумух - ПС Вачи	35	1979	АС-70	18	40	36	37	93	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105
287	Л-18 ПС Цудахар - ПС Акуша	35	1977	АС-70	17,3	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
288	Л-20 ПС Бежта - Шаури	35	1999	АС-50, АС-70	31,80	40	16	17	43	18	45	19	48	20	50	21	53	22	55
289	Л-21 ПС Тлох - ПС Мехельта	35	1967	АС-50, АС-70	29,78	40	48	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133	54	135
290	Опайка Л-21а на ПС Игали	35	1967	АС-70	0,4	40	48	49	123	50	125	51	128	52	130	53	133	54	135
291	Л-23 ПС Кумух - ПС Согратль	35	1985	АС-70	18,5	40	30	31	78	32	80	33	83	34	85	35	88	36	90
292	Л-24 ПС Гуниб - ПС Согратль	35	1978	АС-70	14	40	37	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105	43	108
293	Л-27 ПС Ботлих - ПС Анды	35	1988	АС-70	13,6	40	27	28	70	29	73	30	75	31	78	32	80	33	83
294	Л-28 ПС Акуша - ПС Наци	35	1988	АС-120, АС-95	30,2	40	27	28	70	29	73	30	75	31	78	32	80	33	83
295	Л-39 ПС Вачи - ПС Тпиг	35	1982	АС-70	26,6	40	33	34	85	35	88	36	90	37	93	38	95	39	98
296	Л-52 ПС Уркута - ПС Наци	35	1988	АС-70	4,1	40	27	28	70	29	73	30	75	31	78	32	80	33	83
297	Л-Х-1 Чирюртовская ГЭС - ПС ЗФС	110	1969	АС-240	2,2	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173
298	Л-Х-2 Чирюртовская ГЭС - ПС ЗФС	110	1969	АС-240	2,2	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173
299	Л-56 ПС Щебкарер - ПС Нечаевка	35	1977	АС-70	8,8	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
300	Л-51 ПС Шам-юрт - ПС Нечаевка	35	1977	АС-70	28,64	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
301	Л-67 ПС Стальск - ПС ЗФС	35	1994	АСКП-120	10,76	30	21	22	73	23	77	24	80	25	83	26	87	27	90
302	Л-69 ПС Дурмас - ПС Шамхал-юрт	35	1985	АСКП-70	16,2	30	30	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117	36	120
303	Л-50 ПС Нечаевка - ПС Гулькунтан	35	1977	АС-70	4,6	30	38	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143	44	147
304	Л-33 ПС 3-я ферма - ПС Солончаковая	35	1969	АС-95	15,6	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173
305	Л-527 ПС Затеречная - ПС Южная	35	1969	АС-95	35,2	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173
306	Л-203 ПС Южная - ПС Граничная	35	1969	АС-50, АС-95	30,7	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения И

№ п.п	Наименование ВЛ	Напряжен ие	Год ввода в эксплуа- тацию	Марка провода	Протяженность ВЛ на 01.01.2016 г.	Нормативный срок службы ВЛ	Срок службы на 2015 г.	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
								Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ	Срок службы	Износ ВЛ
		кВ	год		км	лет	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
307	Л-14 ПС Южная - ПС Кр. Партизан	35	1978	АСКП-70	20,7	30	37	38	127	39	130	40	133	41	137	42	140	43	143
308	Л-28 ПС III - я ферма - ПС Ногайская	35	1986	АСКП-70	18,3	30	29	30	100	31	103	32	107	33	110	34	113	35	117
309	Л-34 ПС Солончаковая - ПС Степная	35	1969	АС-70	17,2	30	46	47	157	48	160	49	163	50	167	51	170	52	173
310	Л-29 ПС Южносухокумск - ПС 3-я ферма	35	1988	АСКП-70	17,1	30	27	28	93	29	97	30	100	31	103	32	107	33	110

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

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

201

Приложение К
Сводные данные о потерях электроэнергии по классам напряжения филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»
«Дагэнергосеть» за 2015 г.

№	Показатель	Размерность	Численные значения показателей				
			Всего	110	СН1	СН2	НН
1.	Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВт.ч	5 853 848,557	5 528 124,445	1 884 829,950	5 420 100,238	3 900 580,697
1.А.	Отпуск электроэнергии в сеть по экономическому балансу	тыс. кВт.ч					
2.	Объем переданной электроэнергии из сетей	тыс. кВт.ч					
2.А	Объем переданной электроэнергии из сетей по применяемым тарифам	тыс. кВт.ч					
3.	Фактические потери электроэнергии	тыс. кВт.ч	2 089 033,406	287 841,433	100 356,377	582 196,835	1 118 638,761
3.1.	в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п.3/п.1)	%	35,69	5,21	5,32	10,74	28,68
3.2.	в процентах от отпуска электроэнергии по экономическому балансу (п.3/п.1.А)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.	Технологические потери электроэнергии, в том числе:	тыс. кВт.ч	1 496 582,668	287 841,433	100 356,377	485 132,214	623 252,644
4.1	условно-постоянные	тыс. кВт.ч	144 976,643	44 525,254	19 021,442	69 853,494	11 576,453
4.2.	нагрузочные	тыс. кВт.ч	1 336 718,395	238 838,399	79 808,221	409 944,528	608 127,247
4.3.	потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета	тыс. кВт.ч	14 887,630	4 477,780	1 526,714	5 334,192	3 548,944
4.4.	в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п.4/п.1)	%	25,57	5,21	5,32	8,95	15,98
4.5.	в процентах от отпуска электроэнергии по экономическому балансу (п.4/п.1.А)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Структура условно-постоянных потерь электроэнергии							
	Холостой ход трансформаторов	тыс. кВт.ч	81747,427	22918,12	8738,381	50090,926	0
	Корона в воздушных линиях	тыс. кВт.ч	2448,996	2448,996	0	0	0
	Токи утечки в воздушных линиях	тыс. кВт.ч	22339,593	5895,681	4173,817	12270,095	0
	Изоляция в кабельных линиях	тыс. кВт.ч	265,127	0	0	265,127	0
	Измерительные трансформаторы тока	тыс. кВт.ч	4908,562	1186,803	264,603	3321,997	135,159
	Измерительные трансформаторы напряжения	тыс. кВт.ч	7141,51	3939,102	660,904	2541,504	0
	Счетчики прямого включения	тыс. кВт.ч	11441,294	0	0	0	11441,294
	Шунтирующие реакторы	тыс. кВт.ч	88,546	0	28,463	60,083	0
	Соединительные провода и сборные шины подстанций	тыс. кВт.ч	1311,401	957,605	353,796	0	0
	Вентильные разрядники	тыс. кВт.ч	1590,917	257,402	29,753	1303,762	0
	Ограничители перенапряжений	тыс. кВт.ч	1,579	1,544	0,035	0	0
	Устройства присоединения ВЧ-связи	тыс. кВт.ч	105,038	101,642	3,396	0	0
	Компенсирующие устройства	тыс. кВт.ч	1586,44	727,341	859,099	0	0
	Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс. кВт.ч	9943,929	6039,933	3903,996	0	0
	Расход электроэнергии на плавку гололеда	тыс. кВт.ч	56,284	51,085	5,199	0	0

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7189-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

199