

**Комплексная программа развития электрических сетей
напряжением 35 кВ и выше на территории
Республики Ингушетия на 2017-2021 годы**

Внестадийная работа

Пояснительная записка

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	535-16		02.12.16



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 Ингушетия на 2017-2021 годы**

Внестадийная работа

Пояснительная записка

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Главный инженер

А.В. Лубенец

Начальник отдела
энергосистем

В.В. Проценко

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	535-16		02.12.16

2016 г.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

СВЕДЕНИЯ О ВНЕСЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЯХ

В данный том 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 «Пояснительная записка» внесены изменения по замечаниям и предложениям, полученным в ходе согласования тома с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

Изм.	Лист	Содержание изменения
7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 Изм.1		
1	Все	Корректировка тома по замечаниям Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (письмо № Р51-62-П-19-3045 от 18.11.2016 г.) <i>Ранее выпущенный том аннулируется.</i>

Ответ на замечания филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ при письме № Р51-62-П-19-3045 от 18.11.2016 г. по титулу «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 годы»

№	Замечание	Ответ
1.	Необходимо привести в разделе 2.1 тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 информацию о выполнении работы только по базовому варианту.	Замечание принимается. В раздел 2.1 добавлена информация о выполнении работы только по базовому варианту.
2.	Необходимо в томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 3.1.3 на листе 24 исключить из объёма реконструкции ПС 110 кВ Ачалуки мероприятия по установке второго трансформатора и выполнения «захода - выхода» ВЛ 110 кВ Плиево - Вознесенская-2 (Л-129), либо привести обоснования необходимости их включения в объём реконструкции (наличие мероприятий в ТУ на ТП с ДПП, необходимость обеспечения категорийности конкретных существующих и перспективных (при наличии) потребителей и т.п.)	Замечание принимается с уточнением. В разделе 3.1.3 на листе 24 рекомендована реконструкция ПС 110 кВ Ачалуки (установка второго трансформатора и выполнения «захода - выхода» ВЛ 110 кВ Плиево - Вознесенская-2 (Л-129). Данная реконструкция не учитывается ни в расчетах, ни в объёмах реконструкции Раздела 8.
3.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 1.2 на листах 7 и 8, а также в таблице раздела 8 на листах 76-79 приведены данные по срокам ввода электросетевых объектов Министерства строительства Республики Ингушетия (ПС 110 кВ Малгобек-3, ПС 110 кВ Вознесенская-3 с ВЛ 110 кВ)	Замечание принимается. В разделе 1.2 на листах 7 и 8, а также в таблице раздела 8 на листах 76-79 скорректированы данные по срокам ввода электросетевых объектов Министерства строительства Республики

Наименование
стройки
(по титулу)

Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 годы

7191

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Сведения о внесенных изменениях		
Вед. инж.	Синельников				30.01.17	Стадия	Лист	Листов
						ОС	1	4
Н. контр.	Галахова				30.01.17	Филиал ЭНЕКС (ОАО) "Южэнергосетьпроект"		
Нач. отд.	Проценко				30.01.17			

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						1.2		
	не соответствующие данным подписанных договоров на технологическое присоединение. Необходимо скорректировать					Ингушетия (ПС 110 кВ Малгобек-3, ПС 110 кВ Вознесеновская-3 с ВЛ 110 кВ) согласно актуальным изменениям от 01.06.2015 г. к ТУ на ТП №445р.		
4.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 1.2 на листе 8 во втором абзаце указаны неверные реквизиты договора (2015 год) на технологическое присоединение по изменению схемы ПС 110 кВ Магас. Необходимо скорректировать на договор от 2016 года.					Замечание принимается. В разделе 1.2 на листе 8 во втором абзаце исправлены реквизиты договора на технологическое присоединение по изменению схемы ПС 110 кВ Магас.		
5.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 3.1.1 на листах 19-20 приведена некорректная информация о сроках ввода ПС 110 кВ Плиево New – согласно инвестиционной программы ПАО «МРСК северного Кавказа» срок ввода данной подстанции с одним трансформатором мощностью 40 МВт – 2019 год. Считаю также некорректной ссылку на перенос сроков ввода Грозненской ТЭС относительно сроков, определенных ДПМ и СиПР ЕЭС России. Необходимо скорректировать редакцию абзаца, при этом указать на целесообразность приближения срока ввода ПС 110 кВ Плиево New по проектной схеме с учетом присоединения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и ВЛ 110 кВ Плиево – Горец и синхронизации его со сроками ввода Грозненской ТЭС. При этом необходимо скорректировать и редакцию 3-го абзаца на листе 23 в разделе 3.1.3 и, соответственно, редакцию раздела 4.1.2.6 касательно ввода ПС 110 кВ Плиево New на листе 59 и, при необходимости, данные в таблице раздела 8 на листе 76.					Замечание принимается с уточнением. По тексту пояснительной записки тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 и в расчетах принят срок ввода ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором мощностью 40 МВт (согласно утвержденной ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа»)– 2019 год. Абзац о целесообразности приближения срока ввода ПС 110 кВ Плиево New скорректирован в следующей редакции: <i>«В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России сроки ввода ПС 110 кВ Плиево New приближены и приняты:</i> <i>- I этап (строительство и ввод новой ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором мощностью 40 МВА) – 2017 г.;</i> <i>- II этап (установка второго трансформатора мощностью 40 МВА) – 2018 г.</i> <i>Таким образом будет синхронизирован ввод подстанции Плиево New со сроками ввода Грозненской ТЭС с тем, чтобы присоединение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Плиево – Горец выполнялось сразу же к новой подстанции.»</i>		
6.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 3.1.2 на листе 21 приведены некорректные данные по составу и срокам выполнения мероприятий по трем этапам технологического присоединения электросетевых объектов Министерства строительства Республики Ингушетия (ПС 110 кВ Малгобек-3, ПС 110 кВ Вознесеновская-3 с ВЛ 110 кВ), не соответствующие актуальным техническим условиям на технологическое присоединение (ТУ на ТП №445р от 07.11.2014 с изменением от 01.06.2015). Необходимо скорректировать.					Замечание принимается. В разделе 3.1.2 на листе 21 скорректированы данные по составу и срокам выполнения мероприятий по трем этапам технологического присоединения электросетевых объектов Министерства строительства Республики Ингушетия (ПС 110 кВ Малгобек-3, ПС 110 кВ Вознесеновская-3 с ВЛ 110 кВ) согласно актуальным изменениям от 01.06.2015 г. в ТУ на ТП №445р.		
						7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		
						Лист		
						2		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 4.1.2.1 в последнем абзаце на листе 27 и в таблице 8 (п.1.2.2.1) на листе 76 приведены некорректные сроки ввода в 2020 году новой ВЛ 110 кВ от опоры №1 ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) до ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Вознесеновская-3, согласно договора ТП необходимо указать срок ввода в 2019 году, при этом исключить из абзаца на листе 27 последнее предложение.	Замечание принимается. В указанных разделах и таблицах, и по тексту пояснительной записки исправлены сроки ввода новой ВЛ 110 кВ от опоры №1 ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) до ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Вознесеновская-3 на ввод в 2019г.
8.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 на листе 38 неверно указаны наименования ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-203) и ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас. Необходимо исправить наименование ЛЭП 110 кВ на ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) с отпайкой на ПС Юго-Западная (Л-153) и ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Магас соответственно.	Замечание принимается. Наименование ЛЭП 110 кВ исправлено.
9.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 на листе 41 и таблице 4.1.4 «Перетоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в режимах 2018 г.» необходимо добавить столбец контроля перетока активной мощности (МВт) и токовой нагрузки (А) по ВЛ 110 кВ Магас – Плиево. Аналогичное замечание и для таблиц периодов 2019-2021 гг.	Замечание принимается. В таблицах 4.1.4-4.1.8 добавлен столбец контроля перетока активной мощности (МВт) и токовой нагрузки (А) по ВЛ 110 кВ Магас – Плиево.
10.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 на листе 67 в последних двух абзацах приведена ссылка на несуществующее Приложение Н. Необходимо откорректировать и привести ссылку на соответствующую таблицу раздела 8.	Замечание принимается. Приведенная ссылка на несуществующее Приложение Н заменена ссылкой на таблицу Раздела 8.
11.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в наименовании раздела 7.5 и в тексте раздела на листах 73, 74 и в таблице 7.2 на листе 75 приведены некорректные формулировки о «центрах питания, на которых отсутствует возможность технологического присоединения», а также о «закрытых центрах питания». Необходимо изменить приведенные формулировки на «центры питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности» (в соответствии с пунктом 5.17 ТЗ).	Замечание принимается. В наименовании раздела 7.5 и в тексте раздела на листах 73, 74 и в таблице 7.2 на листе 75 скорректирован текст в соответствии с предложенной формулировкой (в согласии с пунктом 5.17 ТЗ).
12.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в таблице раздела 8 на листах 76-79 для мероприятий, указанных в пунктах 1.2.2.1-1.2.2.4, 1.3.1.1-1.3.1.5, 1.3.1.8-1.3.1.13, 1.3.2.1, 2.1.1.2, 2.3.1, 2.3.2, необходимо дополнить столбец «Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия» указаниями на ТУ на ТП, включающие приведенные мероприятия.	Замечание принимается. В таблице раздела 8 дополнен столбец «Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия» указаниями на ТУ на ТП, включающие приведенные мероприятия.
13.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в таблице раздела 8 на листах 76-79 необходимо в столбце «Организация, ответственная за реализацию проекта» привести по всем мероприятиям соответствующие данные.	Замечание принимается. В таблице раздела 8 заполнен столбец «Организация, ответственная за реализацию проекта».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				Лист
										3

14.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в таблице раздела 8 на листах 78-79 необходимо удалить мероприятие п.2.1.1.1 «Реконструкция ПС 330 кВ Владикавказ-2 (установка выключателей в ОРУ 110 кВ)» (мероприятие выполнено в 2015 г.) и п.2.3.3 «Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Вознесенская-3» (мероприятие отсутствует в актуальной редакции ТУ на ТП).	Замечание принимается. В таблице раздела 8 указанные мероприятия исключены.
15.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в таблице раздела 8 на листе 78 необходимо уточнить мероприятие п. 2.1.1.2 «Реконструкция ПС 330 кВ Владикавказ-500 (замена выключателя в ОРУ 110 кВ)» (указать конкретный выключатель и ссылку на ТУ на ТП, включающие данное мероприятие).	Замечание принимается. В таблице раздела 8 указанное мероприятие «Реконструкция ПС 330 кВ Владикавказ-500 (замена выключателя в ОРУ 110 кВ)» дополнено необходимыми данными.
16.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в таблице раздела 8 на листе 79 в п. 2.2.2.1 «ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 Л-129 (реконструкция)» в кратком описании указано на строительство новой ВЛ с проводом АС-150. В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 часть 1 на принципиальной схеме электрических сетей на листе 14 указано на замену провода при реконструкции указанной ВЛ на провод АС-185. При этом в работе отсутствует обоснование необходимости замены существующего провода ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) (АС-95, АС-120) на провод большего сечения. Необходимо исключить из объема реконструкции указанной ВЛ 110 кВ мероприятие по увеличению сечения провода, либо привести обоснования (обосновывающие расчеты электроэнергетических режимов) необходимости его включения в объем реконструкции.	Замечание принимается. В указанной таблице и по тексту пояснительной записки тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1, а также на принципиальной схеме тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 исключено из объема реконструкции ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) мероприятие по увеличению сечения провода. При реконструкции ВЛ 110 кВ Плиево - Вознесенская-2 (Л-129) увеличение сечения существующего сечения провода не требуется.
17.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 не учитываются расчеты электрических режимов на летние периоды 2017-2021 гг. послеаварийных режимов отключения одного элемента сети в схеме совместного ремонта ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево I цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-12) с ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево II цепь с отпайкой на ПС Назрань (Л-13), т.к. данные ВЛ 110 кВ выполнены совместным подвесом. В соответствии с предварительными расчетами, проведенными Северокавказским РДУ, в указанных режимах возможен перегруз выше аварийно-допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Магас – Плиево. Режимным мероприятием по недопущению вышеуказанного перегруза является СМВ-110 на ПС 110 кВ Магас в нормальной схеме. Необходимо учесть данные режимы.	Замечание принимается. В таблицах 4.1.4-4.1.8 добавлены результаты расчетов указанного послеаварийного режима. По тексту пояснительной записки в разделе 4.1.2 тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 приведен их анализ, а в томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 приведены дополнительные схемы токораспределения.
18.	В томе 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1 в разделе 5 в таблице 5.1 отсутствуют данные по отключающей способности выключателей на ряде существующих и планируемых ко вводу подстанциях. Необходимо привести данные по всем выключателям.	Замечание принимается. Добавлены отсутствующие данные по отключающей способности выключателей на существующих и планируемых к вводу подстанциях в таблице 5.1.

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

4

Состав проектной документации

Номер тома	Наименование	Инв. № (шифр)	Примечание
1.	Пояснительная записка	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	
2.	Графические приложения и чертежи	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2	

Согласовано			

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Наименование
стройки
(по титулу)

Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 годы

7191

7191-СП

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Вед. инж.		Синельников			30.01.19
Нач. отд.		Проценко			30.01.19

Состав проектной
документации

Стадия	Лист	Листов
ОС	1	1

**Филиал ЭНЕКС (ОАО)
“Южэнергосетьпроект”**

СОДЕРЖАНИЕ

3

Поз.	Наименование	Стр.
	ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	
	Введение	5
1.	Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии в энергосистеме Республики Ингушетия и режима работы электрической сети 35 кВ и выше	7
1.1.	Электропотребление и электрические нагрузки	7
1.2.	Режимы работы электрической сети 35 кВ и выше	8
2.	Прогноз электропотребления энергосистемы Республики Ингушетия, источники покрытия нагрузки в период 2017-2021 г.г.	19
2.1.	Прогноз электропотребления	19
2.2.	Источники покрытия нагрузки в период до 2021 г.	20
3.	Развитие электрических сетей 35 кВ и выше в энергосистеме Республики Ингушетия в период 2016-2021 г.	21
3.1	Развитие электрических сетей 35-110 кВ и выше в 2016- 2021 годах	21
4.	Результаты расчетов режимов работы электрической сети 35 кВ и выше и их анализ	27
4.1.	Режимы работы электрической сети 35 кВ и выше	27
4.2.	Условия формирования баланса реактивной мощности	67
5.	Анализ результатов расчетов токов к.з. в электрической сети 110 кВ и оценка соответствия отключающей способности выключателей токам к.з.	71
6.	Оценка объёмов электросетевого строительства и необходимые капиталовложения для реализации планируемого развития электрической сети в 2016-2021 годы	73
7.	Технико-экономические показатели функционирования электрических сетей напряжением 35-110 кВ в 2017-2021 гг.	76
8.	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 гг.	82
9.	Выводы и рекомендации	86
10.	Список использованных сокращений	89
11.	Список использованной литературы	90

Наименование
стройки
(по титулу)

Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 годы

7191

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

1	-	Все	535-16	СРЭ	02.12.16
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Вед. инж.	Синельников	СРЭ	30.01.17		
Вед. инж.	Жданова	СРЭ	30.01.17		
Н. контр.	Галахова	СРЭ	30.01.17		
Нач. отд.	Проценко	СРЭ	30.01.17		

Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
ОС	1	114

Филиал ЭНЕКС (ОАО)
"Южэнергосетьпроект"

Согласовано

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ПРИЛОЖЕНИЯ

А	Техническое задание на выполнение работы «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 годы»	91
Б	Перечень действующих ВЛ 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия и их основные характеристики	100
В	Перечень действующих подстанций 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия и нагрузка трансформаторов в режимные дни 2014 и 2015 гг.	101
Г-1	Перечень питающих центров напряжением 110 и 35 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015 г., 2017 г. и 2021 г. с указанием объемов существующей, заявленной максимальной мощности нагрузки и с учетом реализации технологического присоединения потребителей	103
Г-2	Перечень потребителей, подключаемых к энергосистеме Республики Ингушетия в 2016-2021 гг. в соответствии с заключенными договорами и выданными ТУ на технологическое присоединение с указанием максимальной и расчетной нагрузки	105
Д-1	Износ оборудования подстанций напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015-2021 гг.	107
Д-2	Износ ВЛ напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015-2021 гг.	108
Е	Сводные данные о потерях активной мощности по классам напряжения Ингушского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» в режимные дни 2015 г.	109
Ж	Результаты расчета токов к.з.	111

В данном томе всего содержится **116** листов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							Лист
												2

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа выполнена по заказу ПАО «МРСК Северного Кавказа» для нужд филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго» по договору № 7191 от 27 июня 2016 г. в соответствии с Техническим заданием (см. Приложение А).

Республика Ингушетия расположена на северных склонах предгорья Большого горного Кавказского хребта (в центральной его части) и на прилегающих к нему малых хребтах – Терском, Сунженском и Скалистом. Протяженность: с севера на юг – 144 км, с запада на восток – 72 км. Республика Ингушетия граничит с Республикой Северная Осетия-Алания, на востоке – с Чеченской Республикой, на Юге – с Грузией. После образования республики и до 2000 года столицей являлся город Назрань. В 2000 году новой столицей Ингушетии стал специально построенный для этого город Магас. Республика входит в состав Северо-Кавказского федерального округа (СКФО).

Общая площадь Республики составляет 3,6 тыс. кв. км. Численность населения Республики Ингушетия по данным Росстата на 01.01.2016 г. составляет 472,776 тыс. чел., плотность населения – 130,3 чел./кв. км, городское население – 60 %.

По состоянию на 2016 год объектами административно-территориального деления республики являются:

- города республиканского подчинения – Магас, Назрань, Карабулак и Малгобек;
- 4 района – Джейрахский, Малгобекский, Назрановский, Сунженский.

Республика Ингушетия – аграрно-индустриальная, преимущественно сельская республика. По объемам производства продукции сельского хозяйства занимает в РФ 37-е место.

Основными задачами работы являются:

- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов энергосистемы Республики Ингушетия на пятилетний период (2017-2021 гг.);
- разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше всех электросетевых организаций, функционирующих в Республике Ингушетия, 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 отчетный 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;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист 3	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

- годовой отчет о результатах функционирования ЕЭС России на территории операционной зоны ОДУ Юга в 2015 г. (разделы 1-6);
- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Северокавказского РДУ на конец 2015 г.;
- данные филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго»: схема нормального режима работы электрических сетей 110/35/10-6 кВ на 2016 г., схемы потоко-распределения 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 техпереворужения;
- «Схема и программа развития электроэнергетики Республики Ингушетия на 2016-2020 годы» утверждена приказом Правительства Республики Ингушетия от 30.04.2015 г. № 332-р;
- «Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы» утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. №980;
- «Инвестиционная программа ПАО «МРСК СК» на 2016-2020 годы» утверждена приказом Минэнерго России от 25.12.2015 г. №1035;
- ТУ на ТП, выданные филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго»;
- Реестр заявок на получение ТУ, сформированный филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго».

В данном томе приведена пояснительная записка с описательной частью «Комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 годы». Графические материалы в виде приложений со схемами потоко-распределения в расчетных режимах 2017-2021 г.г., карта-схема и принципиальная схема электрических соединений 35 кВ и выше приведены в томе № 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 «Графические приложения».

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО БАЛАНСА МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ И РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35 кВ И ВЫШЕ

1.1 Электропотребление и электрические нагрузки

Энергосистема Республики Ингушетия осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Республики Ингушетия 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, в основном, филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго».

Электропотребление и максимум электрических нагрузок энергосистемы в 2015 году составили соответственно 681,6 млн. кВт.ч и 137 МВт. Среднегодовой темп роста электропотребления в энергосистеме в 2011÷2015 гг. составлял 4,27 %, темп роста максимума нагрузки – 4,1 %.

Таблица 1.1 – Динамика основных показателей электропотребления энергосистемы Республики Ингушетия в 2010-2015 гг.

Наименование	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Электропотребление, млн.кВт.ч	553	614	625	626	655	681,6
Темп роста, %		11,0	1,8	0,16	4,63	4,06
Годовой максимум нагрузки, МВт	113	120	132	125	137	137
Темп роста, %		6,2	10,0	-5,3	9,6	0
Число часов использования годового максимума нагрузки, час	4894	5117	4735	5008	4781	4978

В энергосистеме Республики Ингушетия отсутствуют генерирующие источники. Нестеровская ГЭС на реке Асса, имеющая среднегодовую выработку 13 млн.кВт.ч в настоящее время неработоспособна.

Республика Ингушетия является энергодефицитным регионом. Покрытие потребности энергосистемы Ингушетии в мощности и электроэнергии обеспечивается перетоками мощности по сети 110 кВ от ПС 330 кВ Владикавказ-500 и Владикавказ-2, расположенных на территории энергосистемы Республики Северная-Осетия, по двухцепной ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12 и Л-13), ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас (Л-151), Владикавказ-500 – Юго-Западная (Л-150) и ВЛ 110кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) с отпайкой на ПС Юго-Западная (Л-153) и от энергосистемы Чеченской Республики по двухцепной ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-121 и Л-122) и ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102). Кроме того, по сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в зимний период осуществляется транзит мощности из энергосистемы Республики Северная Осетия в энергосистему Чеченской Республики в размере 14-16 МВт.

В максимум зимнего режимного дня 16.12.2015 года в 18-00 потребление Ингушской энергосистемы составляло 122 МВт и покрывалось от энергосистемы Республики Северная Осетия, при этом транзит мощности в энергосистему Чеченской Республики составлял 14,5 МВт.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

На балансе Правительства Республики Ингушетия находятся ПС 110 кВ Магас, ПС 110 кВ Слепцовская и ПС 110кВ Карабулак-2, а также ВЛ 110 кВ протяженностью 14,45 км, обслуживаемые филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго».

В 2014 г. создано предприятие по эксплуатации электрических сетей ГУП «Ингушэлектросервис».

Три ПС 35 кВ: Очистные Сооружения, Новотроицкая и Сатурн-1 являются абонентскими.

В таблице 1.2.1 приведены данные по составу электрических сетей, находящихся на балансе сетевой компании и Правительства Республики Ингушетия по состоянию на 01.01.2016 г.

Таблица 1.2.1 - Суммарная протяженности ВЛ 35 и 110 кВ, количество и мощность трансформаторов на ПС 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия на 01.01.2016 г.

Наименование	Напряжение, кВ		Всего 35-110кВ
	110	35	
Линии электропередачи			
Протяженность ВЛ в одноцепном исчислении, км	188,41	255,3	443,71
в т.ч. Ингушский филиал ПАО «МРСК СК»	173,96	255,3	429,26
на балансе Правительства РИ	14,45	0	14,45
другие собственники	-	-	-
Подстанции			
Количество ПС/мощность тр-ров, шт/МВА	8/210	23/149,03	31/359,03
в т.ч. Ингушский филиал ПАО «МРСК СК»	5/146	20/139,4	25/285,4
на балансе Правительства РИ	3/64	0	3/64
другие собственники	0	3/9,63	3/9,63

В 2015 г. в Ингушской энергосистеме введена новая ПС 110/10 кВ Карабулак-2 с двумя трансформаторами мощностью по 16 МВА. Присоединение ПС выполнено отпайками от двухцепной ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-121 и 122), протяженность отпаяк 6,4 км. В 2015 г. введена новая потребительская ПС 35/0,4 кВ Сатурн-1 с трансформаторами мощностью 2х2,0 МВА, для электроснабжения мукомольного завода. Присоединение данной ПС выполнено отпайкой от ВЛ 35 кВ Карабулак – Троицкая-2 (Л-33).

Кроме того в настоящее время построены (не требуют дополнительного финансирования), но официально не введены на 01.01.2016 г. в работу электросетевые объекты напряжением 35-110 кВ:

- ПС 35 кВ Таргим с трансформаторами мощностью 2х6,3 МВА с ВЛ 35 кВ Малгобек-2 – Таргим и Малгобек-3 – Таргим, для электроснабжения микрорайона №2 в г. Малгобек (ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №445р от 07.11.2014 г. с изменениями от 01.06.2015 г. и договор ТП № 243/2015 от 28.07.2015 г.) ввод планируется в 2016 г.;

- ПС 110/35/10 кВ Малгобек-3 с трансформаторами мощностью 2х16 МВА с ВЛ 110 кВ Вознесенская-2 – Малгобек-3 (ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №445р от 07.11.2014 г. с изменениями от 01.06.2015 г. и договор ТП № 243/2015 от 28.07.2015 г.) ввод планируется в 2016 г.;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист 7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- ПС 110/10 кВ Вознесеновская-3 с трансформаторами мощностью 2х16 МВА с ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Малгобек-3 и Вознесеновская-2 – Вознесеновская-3 (ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №445р от 07.11.2014 г. с изменениями от 01.06.2015 г. и договор ТП № 243/2015 от 28.07.2015 г.) ввод планируется в 2019 г.;

- ПС 110/35/10 кВ Назрань-2 (мощностью 2х16 МВА) с двухцепной ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Назрань-2 (ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.2011 г.) ввод планируется в 2017 г.;

- ПС 110/10 кВ Али-Юрт (мощностью 2х16 МВА) и ПС 110/10 кВ Галашки (мощностью 2х16 МВА) с ВЛ 110 кВ Магас – Али-Юрт и ВЛ 110 кВ Али-Юрт – Галашки (ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.10.2014 г. и 14.10.2014 г.) ввод планируется в 2016-2017 г.г.;

- реконструкция ПС 110/35/10 кВ Магас с установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА и сооружением заходов ВЛ 110 кВ Л-203 и перезаводом ВЛ 110 кВ Л-153 в ОРУ 110 кВ ПС Магас (ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №586 от 17.06.2016 г. и договор ТП № 307/2016 от 28/07/2016 г.). Ввод объектов планируется в 2016 -2018 г.г.

В 2015 г. была восстановлена ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-122) для присоединения ПС 110 кВ Карабулак-2 и усиления межсистемных связей между Чеченской и Ингушской энергосистемами.

На подстанциях 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия компенсирующих устройств нет.

Полный перечень действующих подстанций и ВЛ 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия с указанием нагрузки трансформаторов в 2015 году приведен в Приложениях Б и В.

1.2.2 Анализ режимов работы электрических сетей 35-110 кВ.

Как было отмечено выше, Республика Ингушетия является энергодефицитным регионом, собственных источников генерации нет. Покрытие потребности энергосистемы Ингушетии в мощности и электроэнергии обеспечивается перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем (см. таблицу 1.2.2).

На напряжении 110 кВ энергосистема Республики Ингушетия имеет следующие связи.

С энергосистемой Чеченской Республики:

- двухцепная ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Л-121/Л-122), общая протяженность около 61 км, провод АС-95, Л-122 была восстановлена в 2015 г.;

- ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки (Л-102), общая протяженность около 39,5 км, провод АС-185.

По ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки в последние годы осуществляется передача мощности в энергосистему Чеченской Республики порядка 15-33 МВт в зимний период и 5-30 в летний, для питания выделенного западного района энергосистемы (ПС 110 кВ ГРП-110, Самашки, Горец, №84, Наурская и др). По Л-121 и Л-122 в энергосистема Республики Ингушетия в 2015 г. осуществлялась передача 15-20 МВт в зимний период и практически нулевой переток в летний период.

С энергосистемой Республики Северная Осетия:

- двухцепная ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12/Л-13), протяженность около 20 км, провод АС-185 и АС-240;

- ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас (Л-151), протяженность около 10,39 км, провод АС-150 – питает ПС 110 кВ Магас в радиальном режиме;

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

- ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Юго-Западная (Л-150), протяженность 4,49 км, провод АС-150 – питает ПС 110 кВ Юго-Западная в радиальном режиме;

- ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203)с отпайкой на ПС Юго-Западная (Л-153), протяженность около 29,5 км, провод АС-150.

По этим пяти ВЛ 110 кВ обеспечивается электроснабжение Республики Ингушетия и транзит мощности в зимний период в энергосистему Чеченской Республики в размере 14-16 МВт.

На напряжении 35 кВ энергосистема Республики Ингушетия также имеет связи с соседними энергосистемами.

С энергосистемой Чеченской Республики:

- ВЛ 35 кВ Слепцовская-110 – Ассиновская (Л-42), протяженность 16,9 км, провод АС-70;

- ВЛ 35 кВ Слепцовская-110 – Серноводская (Л-41), протяженность 11,5 км, провод АС-70;

Обе ВЛ 35 кВ в нормальной схеме разомкнуты со стороны Чеченской энергосистемы и используются только в ремонтных схемах.

С энергосистемой Республики Северная Осетия:

- - ВЛ 35кВ Раздольная – Малгобек-1 (Л-491), протяженность 11,6 км, провод АС-95.

По ВЛ 35 кВ со стороны Северо-Осетинской энергосистемы осуществляется питание подстанций энергосистемы Республики Ингушетия: ПС 35 кВ Водоподъем-1 (1,5-1,7 МВт) и ПС 35 кВ Малгобек-1 (0,9-1,0 МВт).

Таблица 1.2.2 – Перетоки мощности по межсистемным ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы в режимные сутки зимы и лета за период 2013-2015 г.г. (МВт)

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Зима макс. (вечерний) 18 ч.			
Л-121 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	22,5	16,3	8,6
Л-122 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	разруш.	разруш.	10,0
Л-102 ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки	-23,9	-35,8	-33,1
Л-151 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас	9,2	12,9	11,2
Л-150 ВЛ 110кВ Владикавказ-500 – Юго-Западная	откл.	11,7	11,5
Л-12 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	43,0	51,3	44,1
Л-13 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	43,7	49,7	43,8
Л-203 ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево	17,2	19,3	23,4
Потребление энергосистемы	111,7	125,4	119,5
Зима мин. (ночной провал)			
Л-121 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	23,3	16,2	7,5
Л-122 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	разруш.	разруш.	8,6
Л-102 ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки	-15,6	-18,9	-31,8
Л-151 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас	6,8	7,0	9,1
Л-150 ВЛ 110кВ Владикавказ-500 – Юго-Западная	откл.	8,3	7,7
Л-12 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	30,6	25,3	32,1
Л-13 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	30,5	28,8	31,8
Л-203 ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево	10,8	10,2	18,7
Потребление энергосистемы	86,4	76,9	83,7

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист 9
------	---------	------	--------	---------	------	------------------------	-----------

Продолжение таблицы 1.2.2

Наименование	2013г.	2014г.	2015г.
Лето макс. (вечерний) 22 ч.			
Л-121 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	3,3	-1,7	2,2
Л-122 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	разруш.	разруш.	3,6
Л-102 ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки	-37,1	-29,5	-6,3
Л-151 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас	10,9	11,2	8,7
Л-150 ВЛ 110кВ Владикавказ-500 – Юго-Западная	откл.	8,1	7,6
Л-12 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	35,9	42,5	24,4
Л-13 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	36,3	34,2	23,7
Л-203 ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево	31,7	21,8	22,8
Потребление энергосистемы	81	86,6	86,7
Лето мин. (ночной провал)			
Л-121 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	2,0	-3,1	0,2
Л-122 ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево	разруш.	разруш.	1,7
Л-102 ВЛ 110 кВ Плиево – Самашки	-21,1	-22,2	0
Л-151 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас	5,1	6,7	5,2
Л-150 ВЛ 110кВ Владикавказ-500 – Юго-Западная	откл.	4,5	4,5
Л-12 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	21,3	28,0	13,9
Л-13 ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево	20,8	24,1	14
Л-203 ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево	17,9	16,2	15,2
Потребление энергосистемы	46	54,2	54,7

Примечания:

1. Данные приведены согласно схемам потокораспределения в операционной зоне Северокавказского РДУ за ЗРД и ЛРД 2013-2015 гг.;

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

1.2.2.1 Работа сети 110 кВ Республики Ингушетия.

На 01.01.2016 г. на территории Республики Ингушетия функционируют 8 ПС 110 кВ. Сеть 110 кВ работает в замкнутом режиме. Схемы потокораспределения в сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в режимные дни 2015 г. приведены на рис. 1.2.1.

Ниже приведена краткая характеристика питающих центров 110 кВ:

ПС 110/35/6кВ Плиево, расположенная в Назрановском районе, является опорной ПС в энергосистеме Ингушетии. ПС Плиево связана по двум ВЛ 110 кВ с ПС Владикавказ-500(Л-12 и Л-13), по одной ВЛ 110 кВ с ПС Владикавказ-2 (Л-203), по одной ВЛ 110 кВ с ПС Самашки (Л-102) и по двум ВЛ 110 кВ – с ПС Ищерская (Л-121 и Л-122). От РУ 35 кВ этой ПС 110 кВ Плиево питается разветвленная сеть 35 кВ, по которой осуществляется электроснабжение потребителей Назрановского и Сунженского района. На ПС установлены два трансформатора по 20 МВА (введены в эксплуатацию в 1957 и 1959 гг.) без устройства РПН. Максимальная нагрузка трансформаторов ПС Плиево в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 19,0-19,6 МВА (95-98 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок – 10-14,5 МВА (50-72 % установленной мощности). При аварийном отключении одного трансформатора нагруз-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			10

ка второго в зимний период может достигнуть 195 % его номинальной мощности. Учитывая высокую загрузку тр-ров, срок эксплуатации оборудования ПС более 55 лет, отсутствие РПН тр-ров, согласно ИП ПАО «МРСК СК» планируется строительство новой ПС 110 кВ Плиево Новая с перезаводом всех существующих ВЛ 35 и 110 кВ, с переводом всех потребителей 6 кВ и с демонтажем всего оборудования старой ПС Плиево.

ПС 110/35/10 кВ Назрань расположена в Назрановском районе, является основным питающим центром для потребителей г. Назрань и с. Кантышево. ПС 110 кВ Назрань присоединена отпайками от двухцепной ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12 и Л-13). На подстанции установлены два трансформатора по 16 МВА (ввод в эксплуатацию 1981 и 2002 гг.) с устройством РПН. Максимальная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Назрань в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 13,4-15,6 МВА (84-98 % номинальной мощности), в летний максимум нагрузок – 8-10,3 МВА (50-64 % номинальной мощности). При аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка второго в зимний период может достигнуть 194 % мощности, в летний период – 122 %. Для разгрузки ПС Назрань в 2014 г. была построена, но официально не введена ПС 110 кВ Назрань-2 (принадлежит Правительству РИ).

ПС 110/35/10 кВ Магас, располагается в Магасском энергорайоне и является главной питающей ПС для потребителей г. Магас, с. Сурхахи, с. Экажево, с. Али-Юрт. Состоит на балансе Правительства Республики Ингушетия. ПС Магас получает питание по одной ВЛ 110 кВ от ПС Владикавказ-500 (Л-151). На ПС установлен один трансформатор мощностью 16 МВА (2001 года ввода) с устройством РПН. Максимальная нагрузка трансформатора на ПС 110 кВ Магас в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 11 – 11,8 МВА (69 – 74 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок – 8,5-10,0 МВА (53-63 % установленной мощности). При аварийном отключении существующего трансформатора, происходит отключение потребителей. Для восстановления электроснабжения необходимо осуществлять схемно-режимные мероприятия по переводу питания сети 35 кВ на ПС 110 кВ Назрань или ПС 110 кВ Плиево. Для повышения надежности питания потребителей ПС Магас в 2014-2015 гг. установлен Т-2 мощностью 16 МВА, и построены заходы ВЛ Л-203 и Л-153 в ОРУ ПС Магас с установкой коммутационного оборудования, однако ввод данных объектов намечен на 2016-2018 гг.

ПС 110/35/6 кВ Ачалуки, расположена в Малгобекском энергорайоне, является питающим центром потребителей с. Верхние Ачалуки, Средние Ачалуки и Нижние Ачалуки. ПС Ачалуки получает питание от ПС Плиево по ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) к которой присоединена отпайкой. На ПС установлен один трансформатор мощностью 10 МВА (1967 года ввода) без устройства РПН. Сторона 35 кВ трансформатора не используется ввиду отсутствия отходящей сети 35 кВ. Максимальная нагрузка тр-ра ПС Ачалуки в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 4,4-4,7 МВА (44 – 47 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок – 3,4-3,9 МВА (34-39 % установленной мощности). При аварийном отключении существующего трансформатора, происходит отключение потребителей, аналогично при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 со стороны ПС Плиево, происходит полное «погашение» ПС с отключением всех питающихся потребителей района.

ПС 110/35/6 кВ Вознесенская-2, расположена в Малгобекском энергорайоне, является питающим центром потребителей северной части Малгобекского района, г. Малгобек и ст. Вознесенская. ПС Вознесенская-2 получает питание от ПС Плиево по ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) в тупиковом режиме. Данная под-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	матор мощностью 10 МВА (1967 года ввода) без устройства РПН. Сторона 35 кВ трансформатора не используется ввиду отсутствия отходящей сети 35 кВ. Максимальная нагрузка тр-ра ПС Ачалуки в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 4,4-4,7 МВА (44 – 47 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок – 3,4-3,9 МВА (34-39 % установленной мощности). При аварийном отключении существующего трансформатора, происходит отключение потребителей, аналогично при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 со стороны ПС Плиево, происходит полное «погашение» ПС с отключением всех питающихся потребителей района. ПС 110/35/6 кВ Вознесенская-2, расположена в Малгобекском энергорайоне, является питающим центром потребителей северной части Малгобекского района, г. Малгобек и ст. Вознесенская. ПС Вознесенская-2 получает питание от ПС Плиево по ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) в тупиковом режиме. Данная под-					
			7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			Лист
								11

станция также является единственным центром питания сети 35 кВ прилегающего района. На подстанции установлены два трансформатора по 16 МВА (1970 и 1971 года ввода) с устройством РПН. Максимальная нагрузка трансформаторов в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 8,0-9,5 МВА на каждый трансформатор (50 – 60 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок нагрузка каждого трансформатора составляла 6,0-6,4 МВА (37,5-40 % установленной мощности). При аварийном отключении одного трансформатора нагрузка второго в зимний период может достигнуть 113 % его номинальной мощности. При отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2, происходит полное «погашение» подстанции с отключением всех питающихся потребителей района.

ПС 110/10 кВ Юго-Западная, расположена в г. Назрань, является центром питания потребителей юго-западной части г. Назрань. В нормальной схеме подстанция получает питание по ВЛ 110 кВ от ПС Владикавказ-500 (Л-150) в тупиковом режиме. Резервное питание ПС 110 кВ Юго-Западная предусматривается отпайкой от ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203). На подстанции установлены два трансформатора по 16 МВА (оба 2001 года ввода) с устройством РПН. Максимальная нагрузка трансформаторов в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – суммарно по двум трам 11,9 МВА (37 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок – суммарная нагрузка составляла 7,4 МВА (23 % установленной мощности). При аварийном отключении одного трансформатора нагрузка второго в зимний период не превышает 74 % мощности, в летний период – 46 %.

ПС 110/35/10 кВ Слепцовская-110, располагается в Сунженском энергорайоне и является главной питающей ПС для потребителей ст. Орджоникидзевская, ст. Нестеровская, с. Галашки и др. Состоит на балансе Правительства Республики Ингушетия. ПС Слепцовская-110 получает питание от ПС Плиево по ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-122) к которой присоединена отпайкой. На подстанции установлен один трансформатор мощностью 16 МВА (2001 года ввода) с устройством РПН. Максимальная нагрузка трансформатора в последние годы составляла: в зимний максимум нагрузок – 11,75 МВА (73 % установленной мощности), в летний максимум нагрузок – 5,9 МВА (37 % установленной мощности). При аварийном отключении существующего трансформатора или ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-122), происходит отключение потребителей.

ПС 110/10 кВ Карабулак-2, располагается в Карабулакском энергорайоне и является питающим центром для потребителей Карабулакской промышленной зоны, введена в эксплуатацию в 2015 г. Состоит на балансе Правительства Республики Ингушетия. ПС Карабулак-2 присоединена отпайками от двухцепной ВЛ 110 кВ Ищерская - Плиево (Л-121 и Л-122). На ПС установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА с устройством РПН. Максимальная нагрузка трансформаторов ПС в зимний максимум нагрузок 2015 г. составила 0,5 МВА (1,5 % установленной мощности).

1.2.2.2 Работа сети 35 кВ Республики Ингушетия.

На 01.01.2016 г. на территории Республики Ингушетия функционировали 23 ПС 35 кВ. Сеть 35 кВ работает в радиальном режиме. В нормальном режиме питание ПС 35 кВ осуществляется следующим образом:

- от ПС 110 кВ Плиево питаются ПС 35 кВ: Сунжа-3, Карабулак, Сатурн-1, Троицкая-2, Троицкая-1, Новотроицкая, Слепцовская-35, Очистные сооружения, Водонасосная;
- от ПС 110 кВ Назрань питается ПС 35 кВ Кантышево;

Изм.	Код. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
								12

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

Плиево (Л-121 и Л-122). На ПС установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА с устройством РПН. Максимальная загрузка трансформаторов ПС в зимний максимум нагрузок 2015 г. составила 0,5 МВА (1,5 % установленной мощности).

1.2.2.2 Работа сети 35 кВ Республики Ингушетия.

На 01.01.2016 г. на территории Республики Ингушетия функционировали 23 ПС 35 кВ. Сеть 35 кВ работает в радиальном режиме. В нормальном режиме питание ПС 35 кВ осуществляется следующим образом:

- от ПС 110 кВ Плиево питаются ПС 35 кВ: Сунжа-3, Карабулак, Сатурн-1, Троицкая-2, Троицкая-1, Новотроицкая, Слепцовская-35, Очистные сооружения, Водонасосная;
- от ПС 110 кВ Назрань питается ПС 35 кВ Кантышево;

- от ПС 110 кВ Магас питаются ПС 35 кВ: Сурхахи, Экажево;
- от ПС 110 кВ Вознесеновская-2 питаются ПС 35 кВ: Новый Редант, Бори-Су, Вознесеновская-1, Бековичи, Малгобек-2;
- от ПС 110 кВ Слепцовская-110 питаются ПС 35 кВ: ГНС, Урожайная, Нестеровская, Первомайская;
- ПС 35кВ Малгобек-1 и Водоподъем-1 получают питание в тупиковом режиме из энергосистемы Республики Северная-Осетия;

Наиболее загруженными подстанциями 35 кВ (свыше 70 %) в зимний максимум 2015 г. в нормальном режиме были:

- ПС 35 кВ Первомайская (Т-1 мощностью 2,5 МВА загружен на 80 %);
- ПС 35 кВ Троицкая-2 (Т-1 мощностью 6,3 МВА загружен на 101,4 %);
- ПС 35 кВ Урожайная (Т-1 мощностью 2,5 МВА загружен на 78 %);
- ПС 35 кВ Слепцовская-35 (Т-1 мощностью 6,3 МВА загружен на 90 %, а Т-2 отключен);
- ПС 35 кВ Нестеровская (Т-1 мощностью 2,5 МВА загружен на 97 % и Т-2 мощностью 2,5 МВА - на 89 %);
- ПС 35 кВ Экажево (Т-1 мощностью 6,3 МВА загружен на 98,6 % и Т-2 мощностью 6,3 МВА - на 87,7 %)
- ПС 35 кВ Малгобек-2 (Т-1 мощностью 6,3 МВА загружен на 72,6 % и Т-2 мощностью 6,3 МВА - на 81 %).

В режиме отключения одного из трансформаторов нагрузка второго в максимум зимнего режимного дня 2015 г. составляла бы на подстанциях 110 кВ: Плиево - 188 %, Назрань - 194 %, Вознесеновская-2 - 113 % номинальной мощности, на подстанциях 35 кВ: Кантышево – 116 %, Водонасосная – 140 %, Нестеровская – свыше 186 %, Слепцовская-35 – 141%, Экажево – 186 %, Малгобек-2 – свыше 153 %.

В электрической сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия отсутствуют компенсирующие устройства.

Напряжения в сети 110 кВ энергосистемы в 2015 г. обеспечивались:

- в режиме зимнего максимума 108-112 кВ, на ПС Плиево – 109 кВ;
- в режиме зимнего минимума 114-117 кВ, на ПС Плиево – 116 кВ;
- в режиме летнего максимума 113-115 кВ, на ПС Плиево – 114,7 кВ;
- в режиме летнего минимума 117-118 кВ, на ПС Плиево – 117 кВ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

1.2.2.3 Основные проблемы и «узкие места» функционирования энергосистемы Республики Ингушетия.

Как было отмечено выше, Республика Ингушетия является энергодефицитным регионом, т.к. собственных источников генерации нет. Покрытие потребности энергосистемы Ингушетии в мощности и электроэнергии обеспечивается перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем.

По состоянию на 01.01.2016 г. на территории Республики Ингушетия функционировали 8 ПС 110 кВ и 23 ПС 35 кВ. На подстанциях 110 кВ установлено 13 трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ суммарной мощностью 210,0 МВА. На подстанциях 35 кВ установлено 36 трансформаторов суммарной мощностью 149,03 МВА.

Недостатками существующей схемы электроснабжения потребителей Республики Ингушетия является следующее:

- на трех ПС 110 кВ (Магас, Ачалуки и Слепцовская), а также на 10 ПС 35 кВ установлено по одному трансформатору и не имеют резервирования на среднем или низком напряжении, что составляет около 40 % от общего количества ПС 35-110 кВ;
- три подстанции 110 кВ (Ачалуки, Вознесеновская-2, Слепцовская) и 12 подстанций 35 кВ имеют только один источник питания;
- на двух подстанциях 110 кВ (Назрань и Плиево) и на пяти подстанциях 35 кВ (Водонасосная, Нестеровская, Слепцовская-35, Экажево, Малгобек-2) недостаточная установленная мощность трансформаторов – при отключении одного из трансформаторов (режим n-1) перегрузка оставшегося в работе составляет 40-94 % сверх его номинальной мощности.

Таблица 1.2.3 – Общая характеристика подстанций 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия на 01.01.2016 г.

Наименование	Напряжение, кВ		Всего
	110	35	
Общее количество подстанций, шт.	8	23	31
Из них эксплуатируются:			
- с одним трансформатором	2	10	12
- с одним источником питания	3	12	15
- с перегрузкой трансформаторов в режиме (n-1)	3	7	10
в том числе с перегрузкой выше 30%	2	5	7

Электроснабжение потребителей Малгобекского района с нагрузкой в зимний максимум порядка 25 МВт осуществляется по одной радиальной ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесеновская-2 (Л-129). Аварийное отключение данной ВЛ, при отсутствии других источников электроснабжения, приводит к полному погашению района (отключаются ПС 110 кВ Вознесеновская-2, Ачалуки и шесть подстанций 35 кВ, получающих питание от ПС 110 кВ Вознесеновская-2). Требуется создание второго источника питания для Малгобекского района республики.

Электроснабжение республиканского центра г. Магас с нагрузкой порядка 10-12 МВт осуществляется по одной тупиковой ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас (Л-151). Аварийное отключение ВЛ или трансформатора на ПС 110 кВ Магас приводит к ограничению электроснабжения города. Для подключения к ПС 110 кВ Магас новых потребителей и исключения ограничений нагрузки существующих потребителей необходимо создание второго источника питания ПС 110 кВ Магас и установка на ней второго трансформатора.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Джейрахский район в настоящее время не имеет связи с энергосистемой Республики Ингушетия. Питание с. Джейрах осуществляется по ВЛ 10 кВ (в габаритах 110 кВ) от Эзминской ГЭС, расположенной на территории Республики Северная Осетия. Для электроснабжения потребителей Джейрахского района, с заявленной нагрузкой порядка 4 МВт (с. Джейрах, развивающийся туристический кластер, пограничная застава и др.) требуется усиление питания района.

Электрические сети энергосистемы Республики Ингушетия характеризуется физическим и моральным износом большей части подстанций и линий электропередач. Сроки службы и износ оборудования существующих подстанций и ЛЭП напряжением 35 и 110 кВ на территории Республики Ингушетия приведены в Приложениях Д-1 и Д-2.

На основе анализа данных, приведенных в Приложениях Д-1 и Д-2, можно отметить следующие проблемы электрической сети 35-110 кВ Ингушской энергосистемы:

- только 19,9 км ВЛ 110 кВ имеют срок эксплуатации менее 30 лет (9,5 %), 95,8 км имеют срок эксплуатации свыше 50 лет (45 %);
- 23,2 км ВЛ 35 кВ эксплуатируются менее 30 лет (10 %), 126,8 км эксплуатируются более 50 лет (55 %);
- на четырех ПС 110 кВ и 13 ПС 35 кВ эксплуатируются трансформаторы, со сроком службы 30 лет и более, из них на ПС 110 кВ Плиево (Т-1 и Т-2), Ачалуки (Т-1) и на ПС 35 кВ Троицкая-1 (Т-2), Бековичи (Т-1), Вознесеновская-1 (Т-1) трансформаторы эксплуатируются более 50 лет;
- на ПС 110 кВ Плиево и Ачалуки, а также на 13 ПС 35 кВ на трансформаторах отсутствуют устройства РПН.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2 ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ, ИСТОЧНИКИ ПОКРЫТИЯ НАГРУЗКИ В ПЕРИОД 2017-2021 Г.Г.

2.1 Прогноз электропотребления

Основное влияние на развитие республики в период 2016-2021 гг. окажет реализация мероприятий в рамках ФЦП «Развитие Северо-Кавказского федерального округа на период до 2025 года» (утверждена постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. приказом N 309) в частности подпрограммы «Социально-экономическое развитие Республики Ингушетия на 2016-2025 годы», а также реализация региональных программ и привлечение внебюджетных источников.

Приоритетными направлениями развития экономики Республики Ингушетия в период 2016-2021 г.г. будут являться развитие промышленности, агропромышленного комплекса, транспорта и инфраструктуры городов. Для привлечения инвесторов в области создана система особых экономических зон промышленно-производственного и аграрно-производственного типа: промышленная зона г. Карабулака, промышленная зона с.п. Вознесенское Малгобекского района и промышленная зона с.п. Али-Юрт Назрановского района.

Реализация мероприятий по развитию экономики республики приведет к росту потребления электроэнергии в республике и, соответственно, к необходимости развития энергосистемы для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию.

В настоящей работе развитие энергосистемы Республики Ингушетия в период 2016-2021 гг. рассматривается только по базовому варианту в соответствии с прогнозом в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» (утверждена приказом Минэнерго России № 147 от 01.03.2016 г.). Электропотребление, максимумы нагрузки региональных энергосистем и развитие электрических станций в ОЭС Юга в период до 2021 г. при проведении электроэнергетических расчетов приняты в соответствии с базовым вариантом развития, приведенным выше упомянутой работе.

Электропотребление энергосистемы Республики Ингушетия в соответствии с этим прогнозом на уровне 2021 года составит 743 млн. кВт.ч, а максимум нагрузки – 149 МВт (таблица 2.1). Среднегодовые темпы роста электропотребления и максимума нагрузки в период 2016-2021 гг. прогнозируются 1,5 % и 1,35 % в год соответственно.

Прирост нагрузки энергосистемы в период 2017-2021 гг. предполагается в основном за счет ввода объектов, по которым заключены договоры на технологическое присоединение. Прогнозируемые нагрузки центров питания напряжением 35-110 кВ в период 2016-2021 гг. с учетом подключения новых потребителей в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение к энергосистеме приведены в Приложении Г-2. Максимальная нагрузка вновь присоединяемых к энергосистеме Республики Ингушетия потребителей по заключенным договорам составляет 90 МВт.

Анализ данных по прогнозируемому росту нагрузок в центрах питания в энергосистеме Республики Ингушетия, приведенных в Приложении Г-1, показал, что в соответствии с базовым вариантом прогноза электропотребления (таблица 2.1) прирост нагрузки в энергосистеме Республики Ингушетия в период 2016 -2021 гг. может быть не более 12 МВт.

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

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

17

Таблица 2.1 – Динамика основных показателей электропотребления энергосистемы Республики Ингушетия в 2016-2021 г.г.

Наименование показателей	Г о д ы						
	2015 отчёт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн. кВт.ч	681,6	692	702	713	723	735	743
Темп роста, %	4,12	1,47	1,45	1,57	1,40	1,66	1,09
Годовой максимум нагрузки, МВт	137	144	145	146	147	148	149
Число часов использования максимума нагрузки, час	4975	4805	4841	4884	4918	4966	4987

2.2 Источники покрытия нагрузки в период до 2021 года

В настоящее время на территории энергосистемы Республики Ингушетия генерирующих источников нет. В период до 2021 года в соответствии со «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» вводов генерирующей мощности в период до 2022 г. на территории Республики Ингушетия не предусматривается.

Республика Ингушетия располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом, величина которого составляет около 1,5 млрд. кВт.ч, что соизмеримо с энергетическими потребностями республики. Основная доля гидроэнергетического потенциала рек Республики Ингушетия (около 55 %) сосредоточена на р. Асса. В настоящее время специализированные организации ПАО «РусГидро» выполняют исследование гидроэнергетического потенциала рек в Республике Ингушетия. По данным предпроектных проработок прошлых лет в республике возможно строительство каскада ГЭС на р. Асса: Нестеровская ГЭС, Первомайская ГЭС, Алкунская ГЭС, Таргимская ГЭС, установленной мощностью около 40 МВт каждая.

В 1996 г. на основании Указа Президента РФ от 25.02.1993 г. №280 в г. Карабулак было начато строительство Ингушской газотурбинной электростанции. Мощность станции предполагалась в размере 64 МВт. С 2002 г. строительство объекта из-за отсутствия финансирования было приостановлено.

Покрытие потребности в электроэнергии Республики Ингушетия в 2016-2021 гг. как и в предыдущие годы предусматривается по ВЛ 110 кВ из соседних энергосистем. Связи энергосистемы Республики Ингушетия с другими энергосистемами ОЭС Юга должны обеспечивать получение мощности в республику в размере до 149 МВт в 2021 году.

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

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

3 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35 КВ И ВЫШЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ В ПЕРИОД 2016-2021 Г.

3.1 Развитие электрических сетей 35 -110 кВ в 2016-2021 гг.

Выполненные в настоящей работе расчеты показали, что электроснабжение потребителей на территории Республики Ингушетия обеспечивается в 2017-2021 гг. по сетям 35 и 110 кВ с учетом их развития. Строительство сетей более высокого класса напряжения на территории республики до 2021 г. не предусматривается.

В настоящей работе развитие электрических сетей 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия в период 2016-2021 гг. предусматривается по следующим направлениям:

- ввод уже построенных (реконструированных) электросетевых объектов, но не введенных ранее в эксплуатацию;
- строительство электросетевых объектов, предусмотренных утвержденными инвестиционными программами ПАО «МРСК Северного Кавказа» и ПАО «ФСК ЕЭС»;
- строительство (реконструкция) объектов в соответствии с заключенными договорами и выданными ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго»;
- строительство объектов, не включенных в утвержденные ИП сетевых компаний, но необходимость строительства (реконструкции) которых обоснована расчетами данной работы.

Перечень электросетевых объектов, строительство (реконструкция) которых предусматривается разработанной комплексной программой развития, приведен в Разделе 8 «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 гг.». Реализация предлагаемого развития электрических сетей энергосистемы Республики Ингушетия позволит обеспечить нормируемые параметры электроэнергетического режима и повысить надежность электроснабжения потребителей республики.

Карта схема и принципиальная схема электрических соединений сетей 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия, намечаемых к сооружению в период 2016-2021 гг., приведены в томе № 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 Приложения Б и В соответственно.

3.1.1 Развитие сети 35-110 кВ в соответствии с утвержденной инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2020 гг.»

В соответствии с ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» взамен морально устаревшей и физически изношенной ПС 110/35/6 кВ Плиево планируется строительство **ПС 110/35/10 кВ Плиево New** с установкой на первом этапе одного трансформатора мощностью 40 МВА. На ПС 110 кВ Плиево New намечается перезавести все присоединения 35 кВ, 110 кВ, а также всех потребителей, питающихся от РУ 6 кВ существующей ПС 110 кВ Плиево. Старая ПС 110 кВ Плиево после завершения строительства новой подстанции демонтируется. Согласно утвержденной «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2020 г.г.» ввод ПС 110 кВ Плиево New планировался в 2019 г. При этом для выдачи мощности Грозненской ТЭС (планируемый ввод в 2018 г.) предусматривается строительство двух ВЛ 110 кВ, которые должны подключаться к ОРУ 110 кВ ПС

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	3.1.1 Развитие сети 35-110 кВ в соответствии с утвержденной инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2020 гг.»									
			В соответствии с ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» взамен морально устаревшей и физически изношенной ПС 110/35/6 кВ Плиево планируется строительство ПС 110/35/10 кВ Плиево New с установкой на первом этапе одного трансформатора мощностью 40 МВА. На ПС 110 кВ Плиево New намечается перезавести все присоединения 35 кВ, 110 кВ, а также всех потребителей, питающихся от РУ 6 кВ существующей ПС 110 кВ Плиево. Старая ПС 110 кВ Плиево после завершения строительства новой подстанции демонтируется. Согласно утвержденной «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2020 г.г.» ввод ПС 110 кВ Плиево New планировался в 2019 г. При этом для выдачи мощности Грозненской ТЭС (планируемый ввод в 2018 г.) предусматривается строительство двух ВЛ 110 кВ, которые должны подключаться к ОРУ 110 кВ ПС									
							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				Лист	
											19	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							

110 кВ Плиево в 2018 году. В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России сроки ввода ПС 110 кВ Плиево New приближены и приняты:

- I этап (строительство и ввод новой ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором мощностью 40 МВА) – 2017 г.;

- II этап (установка второго трансформатора мощностью 40 МВА) – 2018 г.

Таким образом будет синхронизирован ввод подстанции Плиево New со сроками ввода Грозненской ТЭС с тем, чтобы присоединение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Плиево – Горец выполнялось сразу же к новой подстанции.

В проекте «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016 – 2021 г.г.» ввод новых объектов в сети 35 кВ не планируется, а в части реконструкции ПС 35 кВ предусмотрены следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 35/6 кВ Экажево (ОРУ 35 кВ);

- реконструкция ПС 35/6 кВ Бековичи (установка выключателя в ОРУ 35 кВ).;

- реконструкция ПС 35/6 кВ Новый Редант (установка выключателя в ОРУ 35 кВ).

По плану завершение работ по этим мероприятиям предусматривается в 2018 г.

3.1.2 Развитие сети 35-110 кВ в соответствии с заключенными договорами и выданными ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям Ингушского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» осуществляемое за счет средств Правительства Республики Ингушетия.

В существующей на 01.01.2016 г. схеме электроснабжения потребителей республиканского центра г. Магас осуществлялось от ПС 110/35/10 кВ Магас. Собственником подстанции является ГУП «Ингушэлектросервис». ПС 110 Магас получает питание по одной тупиковой ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас (Л-151). На подстанции установлен один трансформатор мощностью 16 МВА. Его максимальная нагрузка в 2015 году составляла порядка 11 МВт.

Отключение единственного трансформатора или ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Магас приводит к ограничению потребителей г. Магас., так как по сети 35 кВ из-за недостаточной пропускной способности ВЛ 35 кВ невозможно обеспечить электроснабжение в полном объеме.

Для подключения к ПС 110 кВ Магас новых потребителей и исключения ограничений нагрузки существующих потребителей в г. Магас согласно ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №586 от 17.06.2016 г. и договора ТП № 307/2016 от 28/07/2016 г. из числа ранее построенных объектов предусматривается ввод на подстанции 2-го трансформатора мощностью 16 МВА и подключение новых ВЛ 110 кВ. Реализация вышеупомянутых ТУ предусматривается в два этапа.

В 2016-2017 гг. предусматривается ввод 2-го трансформатора и подключение захода ВЛ 110 кВ Л-153 на ПС 110 кВ Магас (протяженность около 3,2 км, провод АС-150) с отключением Л-153 от ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) и образованием новой ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Магас (новая Л-153).

В 2018 г. предусматривается ввод двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Магас до опор №40 и №41 ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) с образованием новых ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Магас и ВЛ 110 кВ Магас – Плиево (протяженность заходов по 3,2 км каждый с проводом АС-150).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										20

Такое изменение существующей схемы присоединения ПС 110 кВ Магас к сети 110 кВ уже на первом этапе (2017 г.) обеспечивает для подстанции второй источник питания.

Для повышения надежности питания существующих потребителей Малгобекского района и присоединения новых (птицефабрика ООО «Птицекомплекс "Южный"», жилой поселок из 500 коттеджей и жилой микрорайон №2 в г. Малгобек и др.) по заказу Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия и согласно ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №445р от 07.11.2014 г. с утвержденными изменениями от 01.06.2015 г. и договора ТП № 243/2015 от 28.07.2015 г. Построены и планируются к вводу ряд объектов. Реализация вышеупомянутых ТУ и ввод объектов предусматривается в три этапа.

На I этапе (2016 год) планируется ввод из числа ранее построенных следующих объектов:

- ПС 35/10 кВ Таргим с трансформаторами 2х6,3 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Малгобек-3 с трансформаторами 2х16 МВА;
- ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 – Малгобек-3 (протяженность 9,2 км с проводом АС-120);
- ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим (протяженность 14,8 км с проводом АС-120);
- ВЛ 35 кВ Малгобек-2 – Таргим (протяженность 12,0 км с проводом АС-120);

На II этапе (2019 год) планируется ввод и строительство следующих объектов:

- ввод ПС 110/10 кВ Вознесеновская-3 с трансформаторами 2х16 МВА (для питания птицефабрики ООО «Птицекомплекс "Южный"»);
- ввод ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Малгобек-3 (протяженность 15,6 км с проводом АС-120);
- для создания второго источника электроснабжения потребителей Малгобекского района предусматривается строительство ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная (протяженность 25,0 км с проводом АС-185) с подключением ее в 2019 г. отпайкой к ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130). Обосновывающие расчеты строительства ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная в качестве второго источника электроснабжения потребителей Малгобекского района приведены в разделе 4.1 «Режимы работы электрической сети»;
- ввод ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 – Вознесеновская-3 (протяженность 6,4 км с проводом АС-120);
- установка дополнительной линейной ячейки в ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Вознесеновская-3;
- реконструкция ПС 110 кВ Вознесеновская-2 (оборудование линейной ячейки в ОРУ-110 кВ);
- реконструкция ПС 35 кВ Малгобек-2 (приведение схемы РУ-35 кВ к схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин с неавтоматической перемычкой со стороны линий»);

На III этапе планируется:

- реконструкция ПС 110 кВ Предмостная для подключения ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная (приведение схемы ОРУ 110 кВ к типовой схеме 110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин», установка дополнительной линейной ячейки в ОРУ 110 кВ, перевод ПС на постоянный оперативный ток с установкой АБ и щита постоянного тока);

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	новская-3, - реконструкция ПС 110 кВ Вознесенская-2 (оборудование линейной ячейки в ОРУ-110 кВ); - реконструкция ПС 35 кВ Малгобек-2 (приведение схемы РУ-35 кВ к схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин с неавтоматической перемычкой со стороны линий»); <u>На III этапе планируется:</u> - реконструкция ПС 110 кВ Предмостная для подключения ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная (приведение схемы ОРУ 110 кВ к типовой схеме 110-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин», установка дополнительной линейной ячейки в ОРУ 110 кВ, перевод ПС на постоянный оперативный ток с установкой АБ и щита постоянного тока);						Лист		
			7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1							21	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						

- перезавод построенной ВЛ 110 кВ от опоры №1 ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) до ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Вознесенская-3 в новую линейную ячейку в ОРУ 110 кВ ПС Предмостная.

Так как срок реализации мероприятий III этапа (реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Предмостная для завода ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная) не определен из-за отсутствия источников финансирования в ИП ПАО «МРСК СК», то данные мероприятия относятся за 2021 г. и не учитываются в рамках данной работы.

В настоящее время, в соответствии с ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.2011 г., построена, но не введена ПС 110/35/10 кВ Назрань-2 с двумя трансформаторами мощностью по 25 МВА, которая предназначена для электроснабжения жилой и общественно-деловой застройки в г. Назрань и микрорайона Альтиево, а также для перевода части нагрузки (порядка 4 МВт) с существующей ПС 110 кВ Назрань. Ввод **ПС 110 кВ Назрань-2 с двухцепной ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Назрань-2** протяженностью 20 км с проводом АС-120 намечен на 2017 г.

Для электроснабжения потребителей Назрановского и Сунженского районов Республики Ингушетия согласно ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.2014 г. и от 28.10.2014 г. в 2017 году предусматривается ввод ранее построенных электросетевых объектов:

- **ПС 110/10 кВ Али-Юрт** с двумя трансформаторами по 16 МВА и **ВЛ 110 кВ Магас – Али-Юрт** протяженностью порядка 4,5 км с проводом АС-120 – для электроснабжения промзоны Али-Юрт, на территории, которой намечаются к размещению комбинат детского питания, трикотажная фабрика, завод по сборки автобусов и др.;

- **ПС 110/35/10 кВ Галашки** с двумя тр-рами мощностью по 16 МВА и **ВЛ 110 кВ Али-Юрт – Галашки** протяженностью 28,0 км с проводом АС-120 – для надежного электроснабжения жителей горной Ингушетии, а также завода по производству керамической плитки, кирпичного завода и др.

Для обеспечения электроснабжения социально значимых объектов (детский сад, школа, многопрофильная больница, перинатальный центр и др, а также котельных, водозабора и очистных сооружений в г. Магас), включенных в программу «социально-экономического развития Республики Ингушетия на 2010-2016 гг.», согласно ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 05.12.2014 г. в 2016-2017 гг. предусматривается строительство **ПС 110/10 кВ Аби-Гув** с двумя трансформаторами мощностью по 16 МВА, **ВЛ 110 кВ Аби-Гув – Магас** протяженностью 4,5 км с проводом АС-120 и расширение ПС 110 кВ Магас на одну линейную ячейку 110 кВ.

Для электроснабжения района новостроек за Алхан-Чурским каналом центрального округа г. Назрань с заявленной нагрузкой 5 МВт согласно ТУ №2 ГУП «Ингушэлектросервис» от 04.07.2014 г. на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Назрань-2 предусматривается строительство **ПС 35/10 кВ Назрань-3** с двумя трансформаторами мощностью по 6,3 МВА, двухцепной **ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Назрань-3** с подвесом провода только одной цепи (протяженность 4,5 км, провод АС-120) и расширение ОРУ-35 кВ ПС 110 кВ Назрань-2 на одну линейную ячейку 35 кВ. Ввод данных объектов планируется на 2017 г.

В настоящее время электроснабжение потребителей Джейрахского района осуществляется по ВЛ 10 кВ «Джейрах» (в габаритах 110 кВ) от Эзминской ГЭС, располо-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										22

женной на территории Республики Северная Осетия-Алания. Для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и обеспечения возможности присоединения новых потребителей Джейрахского района с заявленной нагрузкой порядка 4 МВт, (с. Джейрах, туристический кластер, пограничная застава и др.), согласно ТУ №13 ГУП «Ингушэлектросервис» от 13.02.2015 г. на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Галашки предусматривается строительство **ПС 35/10 кВ Таргим-2** с двумя трансформаторами мощностью по 6,3 МВА, **ВЛ 35 кВ Галашки – Таргим-2** в габаритах 110 кВ (протяженностью порядка 25,0 км с проводом АС-120) и расширение ОРУ-35 кВ ПС 110 кВ Галашки на одну линейную ячейку. Ввод данных объектов планируется в 2017 г. В перспективе ВЛ 35 кВ (в габаритах 110 кВ) Галашки – Таргим-2 может быть использована как участок ВЛ 110 кВ для связи с энергосистемой Республики Северная Осетия с учетом действующей ВЛ 10 кВ (в габаритах 110 кВ) от Эзминской ГЭС.

3.1.3 Развитие сети 35-110 кВ не включенное в утвержденную инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2020 гг.»

Для усиления сети 35-110 кВ и повышения ее надежности, в данной работе на основе анализа существующего состояния и расчетов электрических режимов в период 2017-2021 г. выявлена необходимость в следующем электросетевом строительстве новых и реконструкции существующих объектов.

Для выдачи мощности строящейся в Чеченской республике Грозненской ТЭС согласно «Схеме выдачи мощности Грозненской ТЭС» и «ТУ №495р от 30.11.2015 г. на технологическое присоединение к сетям АО «Чеченэнерго» Грозненской ТЭС» предусматривается строительство новых межсистемных ВЛ 110 кВ: **Грозненская ТЭС – Плиево** (протяженностью порядка 75,0 км с проводом АС-240) и **Плиево – Горец** (протяженностью порядка 60,0 км с проводом АС-185) с расширением ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Плиево на две линейные ячейки. Ввод данных объектов необходим к вводу мощности на Грозненской ТЭС (2018 г.). В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России сроки ввода ПС 110 кВ Плиево New приближены и приняты:

- I этап (строительство и ввод новой ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором мощностью 40 МВА) – 2017 г.;

- II этап (установка второго трансформатора мощностью 40 МВА) – 2018 г.

Таким образом будет синхронизирован ввод подстанции Плиево New со сроками ввода Грозненской ТЭС с тем, чтобы присоединение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Плиево – Горец выполнялось сразу же к новой подстанции.

Ввод ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором 40 МВА не обеспечивает надежного электроснабжения потребителей, получающих питание на напряжении 6 кВ. Кроме того, при отключении единственного трансформатора для восстановления электроснабжения подстанций 35 кВ, получающих в нормальной схеме питание от ПС 110 кВ Плиево New, потребуется выполнить достаточно большой комплекс схемно-режимных мероприятий. Принимая во внимание выше изложенное, целесообразно приблизить сроки ввода второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево Новая. В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России установка второго трансформатора мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New планируется в 2018 г.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

23

В плане реконструкции электрической сети 35-110 кВ рекомендуется:

- после ввода в 2019 г. ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная отпайкой от ВЛ 110 кВ Моздок – Предмостная появляется возможность выполнить реконструкцию самой старой в энергосистеме республики **ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесеновская-2** с отпайкой на ПС 110 кВ Ачалуки (32,3 км), которая эксплуатируется 67 лет (с 1949 г.), и уже физически изношена (износ в 2016 г. 268 %). Результаты расчетов режимов, приведенных в разделе 4.1, показали, что в нормальной схеме токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесеновская-2 на расчетном этапе 2021 г. в расчетных режимах составляет 50-75 А. Максимальная нагрузка ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесеновская-2 в послеаварийных режимах с учетом технологического присоединения новых потребителей в Малгобекском районе республики в период 2016-2021 гг. с максимальной нагрузкой 14,5 МВт не превышает 40 МВт (220-240 А). Таким образом при реконструкции ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесеновская-2 (Л-129) увеличение сечения провода не требуется;

- на ПС 35 кВ Малгобек-2, Нестеровская, Водонасосная и Слепцовская-35 уже в 2014-2015 гг. отключение одного трансформатора приводило к необходимости ограничения нагрузки подстанции на 20-60 % с учетом допустимой перегрузки трансформаторов в аварийных режимах. Для ликвидации ограничения потребителей при отключении трансформаторов рекомендуется выполнить замену трансформаторов:

- на ПС 35 кВ Малгобек-2 2х6,3 МВА на 2х10 МВА (2019 г.);
- на ПС 35 кВ Нестеровская 2х2,5 МВА на 2х6,3 МВА (2019 г.);
- на ПС 35 кВ Слепцовская Т-2 4 МВА на 6,3 МВА (2020 г.);
- на ПС 35 кВ Водонасосная Т-1 4 МВА на 6,3 МВА (2020 г.);

- для повышения надежности электроснабжения потребителей в связи с включением подстанции в транзит установить в ОРУ 35 кВ выключатели на ПС 35 кВ Нестеровская – в цепи ВЛ Л-53 и в цепи трансформатора Т-2, всего 2 шт. (2021 г.),

Необходимо также отметить, что после ввода на ПС 110 кВ Магас второго трансформатора в энергосистеме Республики Ингушетия останется две подстанции 110 кВ с одним трансформатором – ПС 110/6 кВ Ачалуки (трансформатор мощностью 10 МВА) и ПС 110/35/10 кВ Слепцовская-110. ПС 110 кВ Ачалуки эксплуатируется с 1967 года, износ в 2016 г. достиг 212 %. Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Ачалуки в последние годы составляла 4,4-4,7 МВА в зимний максимум нагрузок и 3,4-3,9 МВА в летний максимум нагрузок. Резервирования на напряжении 6 кВ подстанция не имеет. После строительства и ввода ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная появляется возможность обеспечить для ПС 110 кВ Ачалуки второй источник питания путем выполнения «захода-выхода» ВЛ 110 кВ Л-129 в ОРУ 110 кВ подстанции и установки второго трансформатора. Так как реконструкция ПС 110 кВ Ачалуки с образованием второй точки присоединения подстанции к энергосистеме отсутствует в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа», то реализация данных мероприятий относится за 2021 г. и не учитывается в рамках данной работы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
								24
Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №						

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

28

Таблица 4.1.1 - Расчетные максимальные нагрузки энергосистемы Республики Ингушетия и прилегающих энергосистем Северного Кавказа в 2017-2021 гг., *МВт*

Наименование энергосистем	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.
Энергосистема Республики Ингушетия	145	101,5	110	69,3	146	102,2	111	69,9	147	102,9	112	70,6	148	103,6	112	70,6	149	104,3	113	71,2
Энергосистема Ставропольского края	1652	1156	1404	941	1659	1161	1410	945	1665	1165	1415	948	1673	1171	1422	953	1685	1179,5	1432	959,4
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	312	202,8	228	148	313	203,5	228	148	315	204,8	230	149	316	205,4	231	150	318	206,7	232	151
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики	220	154	158	112	221	154,7	159	113	221	154,7	159	113	222	155,4	160	113,6	222	155,4	160	113,6
Энергосистема Республики Северная-Осетия	414	290	269	180	420	294	273	183	426	298	277	185,6	432	302	281	188	438	306,6	285	191
Энергосистема Чеченской Республики	507	340	406	264	519	347,7	415	270	539	361	431	280	541	362,5	433	281,5	544	364,5	435	283
Энергосистема Республики Дагестан	1210	847	726	458	1222	856	734	462	1235,5	865	741	467	1245,5	870	745,5	470	1253	877	752	474

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

26

Результаты расчетов потокораспределения и уровней напряжения в сети 35 кВ и выше для нормальной схемы и наиболее тяжелых послеаварийных режимов приведены в томе №7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2 Приложения Г-3 (в виде схем потокораспределения) и в данном томе по тексту Таблицы 4.1.2-4.1.7.

4.1.2 Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети

4.1.2.1 Этап 2017 г.

Режим зимнего максимума нагрузок 2017г.

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в зимний максимум нагрузок на этапе развития энергосистемы 2017 года в **нормальной схеме** (Приложение Г, рис. Г-1, *здесь и далее по тексту идет ссылка на рисунки потокораспределения в приложениях тома №7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2*) с учетом нормальных разрывов в сети 35 кВ (в соответствии со «Схемой нормального режима работы электрических сетей 110/35/10-6 кВ на 2016 год» филиала ПАО «МРСК СК» «Ингушэнерго») показал, что:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Наиболее загружены ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12/Л-13) на участке от ПС Владикавказ-500 до отпайки на ПС Назрань – 45 % от длительно допустимого тока при температуре плюс 10° С. Загрузка ВЛ 35 кВ также не превышает длительно допустимой;

- выявлена загрузка трансформаторов по току свыше 100 % на следующих подстанциях:

- ПС 110 кВ Плиево – 111 % по каждому тр-ру;
- ПС 35 кВ Троицкая-2 – 127,5 % по единственному тр-ру;
- ПС 35 кВ Нестеровская Т-1 – 124 % и Т-2 – 113,6 %;
- ПС 35 кВ Слепцовская-35 Т-1 – 115 %, Т-2 – откл.
- ПС 35 кВ Экажево Т-1 – 111%, Т-2 – 98 %;
- ПС 35 кВ Первомайская – 104 % по единственному тр-ру;
- ПС 35 кВ Малгобек-2 Т-1 – 90 %, Т-2 – 101,6 %.

- напряжения поддерживается в сети 110 кВ на уровне 108-112 кВ, на ПС 110 кВ Плиево – 110 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 107 кВ, в сети 35 кВ на уровне 33-37 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Первомайская – 31,7 кВ и Слепцовская-35 – 32,2 кВ.

В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 35-110 кВ загрузка других не превышает длительно допустимой.

Однако при отключении ВЛ 110 кВ Плиево - Вознесенская-2 (Л-129) со стороны ПС 110 кВ Плиево происходит «погашение» ПС 110 кВ Ачалуки, Вознесенская-2 и Малгобек-3 с отключением всех потребителей Малгобекского района в размере 24 МВт. Ввиду отсутствия резервирования, восстановление питания потребителей возможно только после восстановления Л-129. Для исключения данного нарушения электроснабжения необходимо строительство второй ВЛ 110 кВ питающий данный район, согласно ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №445р от 07.11.2014 г. с утвержденными изменениями от 01.06.2015 г. от и договора ТП № 243/2015 от 28.07.2015 г. планируется новое строительство ВЛ 110 кВ от опоры №1 ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) до ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Вознесенская-3 с вводом в 2019 г.

При отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-122) происходит «погашение» ПС 110 кВ Слепцовская-110 с отключением порядка 12 МВт нагрузки района. Анало-

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

гичная картина наблюдается и при отключении единственного трансформатора на ПС 110 кВ Слепцовская-110. При восстановлении питания нагрузки сети 35 кВ ПС Слепцовская-110 от Чеченской энергосистемы по ВЛ 35 кВ Слепцовская – Ассиновская (Л-42) и Слепцовская - Серноводская (Л-41) на наиболее удаленной ПС 35 кВ Первомайская снижается напряжение до 20 кВ, что ниже 0,9 Уном, и потребует отключения нагрузки потребителей ПС 35 кВ Первомайская и Нестеровская величиной 7 МВт (Приложение Г, рис Г-2). Перевод же питания сети 35 кВ с ПС Слепцовская-110 на ПС 110 кВ Плиево кроме аналогичного снижения уровня напряжения на удаленных ПС 35 кВ ниже 0,9 Уном с отключением потребителей вызовет также перегрузку тр-ров 110/35/6 кВ ПС 110 кВ Плиево свыше 140 %. Для исключения данного нарушения электроснабжения потребителей рекомендуется осуществить строительство участка ВЛ 35 кВ от новой ПС 110 кВ Галашки до ПС 35 кВ Первомайская (протяженностью порядка 3,0 км с проводом марки АС-95) (Приложение Г, рис. Г-3). Данное строительство также было рекомендовано в «Схеме и Программе развития электроэнергетики Республики Ингушетия на 2016-2020 гг.». Ввод ВЛ 35 кВ Галашки – Первомайская в 2017 г. позволит обеспечить второй источник питания ПС 35 кВ Первомайская, Нестеровская и Урожайная, повысить уровень напряжения на шинах 35 кВ данных подстанций, снизить загрузку трансформатора 110/35/10 кВ ПС 110 кВ Слепцовская-110 и исключит ограничение нагрузки в районе при отключении ВЛ 110 кВ Л-122 или тр-ра на ПС 110 кВ Слепцовская-110, кроме потребителей получающих питание с шин 10 кВ самой ПС Слепцовская-110. Полностью избежать отключения потребителей в данных аварийных режимах возможно только с установкой второго тр-ра 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Слепцовская-110 и восстановлением отпайки от ВЛ 110 кВ Плиево – Ищерская (Л-121) до ПС Слепцовская-110, однако данные мероприятия отсутствуют в ИП «МРСК СК» до 2021 г. После ввода в 2017 г. ВЛ 35 кВ Галашки – Первомайская для снижения потерь в сети 35 кВ и исключения транзитных перетоков рекомендуется в нормальной схеме создать нормальный разрыв по ВЛ 35 кВ Нестеровская – Урожайная (Л-53) с отключением ВЛ 35 кВ со стороны ПС Урожайная.

Высокая загрузка в нормальной схеме трансформаторов 110/35/6 (10) кВ (см. таблицу 4.1.2) на подстанциях 110 кВ Назрань (87,3 % от номинального тока), Магас (82,7 %), Слепцовская-110 (94 %) и перегрузка на ПС 110 кВ Плиево (110,9 %), в послеаварийных режимах при отключении одного из трансформаторов вызывает перегрузку оставшегося в работе трансформатора выше допустимой. Для исключения (снижения до допустимой величины) перегрузки трансформаторов требуется изменение нормальных разрывов в сети 35 кВ.

Так при отключении одного трансформатора на ПС 110 кВ Назрань перегрузка второго по току составит 196 %, для разгрузки до аварийно-допустимой по току в 120 % необходимо отключение нагрузки в размере 9 МВт. Перевод нагрузки ПС 35 Кантышево с ПС Назрань на ПС 110 кВ Магас путем замыкания ВЛ 35 кВ Л-457 и отключением Л-158 и Л-159 от ПС 110 кВ Назрань позволяет снизить перегрузку работающего тр-ра 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Назрань до 121,6 %, при этом загрузка тр-ров 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Магас достигнет 117,6 % номинальной (Приложение Г, рис. Г-4).

При отключении одного тр-ра на ПС 110 кВ Магас перегрузка второго по току составит 176,6 %, для разгрузки до аварийно-допустимой по току в 120 % необходимо отключение нагрузки в размере 7 МВт. При переводе нагрузки ПС 35 Экажево (порядка 7 МВт) с питанием от ПС Магас на ПС 110 кВ Плиево путем замыкания ВЛ 35 кВ Л-428 и отключением СВ-35 на ПС 35 кВ Экажево загрузка тр-ров 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			28

Пливе достигнет 137 %, что также приводит к необходимости отключению нагрузки (Приложение Г, рис. Г-5).

При отключении одного тр-ра на ПС 110 кВ Плиево (Приложение Г, рис.Г-6) перегрузка второго по току составит 274,5 %, для разгрузки до аварийно-допустимой по току в 120 % необходимо отключение нагрузки в размере 18 МВт. При переводе нагрузки сети 35 кВ (порядка 18 МВт) с питанием от ПС Плиево на ПС 110 кВ Магас и Слепцовская-110 путем замыкания ВЛ 35 кВ Л-428, Л-40, отключением Л-427, Л-25 и переводом питания нагрузки ПС 35кВ Карабулак (Приложение Г, рис. Г-7) загрузка тр-ров 110/35/10 кВ составит на ПС 110 кВ Плиево 104,6 %, на ПС 110 кВ Магас по 107 %, на ПС 110 кВ Слепцовская-110 - 215,5 %, что также приводит к необходимости отключения нагрузки. С учетом ввода рекомендуемого участка от ПС Галашки до ПС 35 кВ Первомайская и переводом в данном режиме питание ПС 35 кВ Первомайская, Нестеровская и Урожайная на ПС Галашки, загрузка тр-ров ПС 110 кВ Слепцовская-110 снизится до 117 % (Приложение Г, рис. Г-8).

Для исключения перегрузки тр-ра 110/35/6 кВ на ПС 110 кВ Вознесенская-2 при отключении одного из них, рекомендуется при вводе ПС 110 кВ Малгобек-3 с ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим перевести питание половины нагрузки ПС 35 кВ Малгобек-2 на ПС 110 Малгобек-3 путем осуществления нормального разрыва секций шин на ПС 35 кВ Малгобек-2. Без этого мероприятия, при отключении одного тр-ра на ПС 110 кВ Вознесенская-2 перегрузка второго по току составит 140,7 % (Приложение Г, рис. Г-9), для разгрузки до аварийно-допустимой по току в 120 % потребуется отключение нагрузки в размере 2 МВт. Нормальный разрыв на шинах ПС 35 кВ Малгобек-2 позволяет снизить нагрузку оставшегося в работе тр-ра на ПС 110 кВ Вознесенская-2 в данном режиме до 93 % (Приложение Г, рис. Г-10). Для образования нормального разрыва на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Малгобек-2 рекомендуется к вводу ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим установить на ПС 35 кВ Малгобек-2 секционный выключатель 35 кВ, установка которого планируется при проведении реконструкции данной ПС 35 кВ в 2019 г. в рамках второго этапа технологического подключения по ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №445р от 07.11.2014 г. с утвержденными изменениями от 01.06.2015 г. и договора ТП № 243/2015 от 28.07.2015 г.

Для ликвидации выше рассмотренных перегрузок трансформаторов на ПС 110 кВ Назрань, Магас и Плиево без увеличения их трансформаторной мощности рекомендуется перевести питание части сети 35 кВ на новую ПС 110 кВ Назрань-2 установленной мощностью 2х25 МВА. Для реализации данного мероприятия рекомендуется построить в 2017 г. двухцепный участок ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС Назрань-2 до ВЛ 35 кВ Назрань – Кантышево (Л-158), длиной порядка 0,9 км, с установкой на ПС 110 кВ Назрань-2 двух линейных ячеек 35 кВ. При разрезании ВЛ 35 кВ Назрань-Кантышево (Л-158) образуется две новых ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Кантышево и Назрань-2 – Назрань, которую рекомендуется отсоединить от РУ 35 кВ ПС Назрань и соединить с ВЛ 35 кВ Назрань – Водонасосная (Л-56), таким образом будут образованы две новых ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Кантышево и Назрань-2 – Водонасосная. Кроме того нужно изменить существующие разрывы в сети 35 кВ с переводом питания ПС Водонасосная, Очистные сооружения, половины ПС Экажево и половины ПС Кантышево на ПС 110 кВ Назрань-2, путем переноса разрыва на секционные выключатели СВ-35 ПС Экажево и Кантышево и отключением ВЛ 35 кВ Л-427 выключателем на ПС 110 кВ Плиево.

В Приложении Г, рис. Г-11 приведена схема потокораспределения в сети 35-110 кВ в зимний максимум 2017 года для нормальной схемы с учетом усиления сети 35 кВ:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Назрань-2 до ВЛ 35 кВ Назрань – Кантышево (Л-158), длиной 10,4 км, с учетом новкой на ПС 110 кВ Назрань-2 двух линейных ячеек 35 кВ. При разрезании ВЛ 35 кВ Назрань-Кантышево (Л-158) образуется две новых ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Кантышево и Назрань-2 – Назрань, которую рекомендуется отсоединить от РУ 35 кВ ПС Назрань и соединить с ВЛ 35 кВ Назрань – Водонасосная (Л-56), таким образом будут образованы две новых ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Кантышево и Назрань-2 – Водонасосная. Кроме того нужно изменить существующие разрывы в сети 35 кВ с переводом питания ПС Водонасосная, Очистные сооружения, половины ПС Экажево и половины ПС Кантышево на ПС 110 кВ Назрань-2, путем переноса разрыва на секционные выключатели СВ-35 ПС Экажево и Кантышево и отключением ВЛ 35 кВ Л-427 выключателем на ПС 110 кВ Плиево. В Приложении Г, рис. Г-11 приведена схема потокораспределения в сети 35-110 кВ в зимний максимум 2017 года для нормальной схемы с учетом усиления сети 35 кВ:					
			7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист		
						29		

образование новых ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Кантышево, Назрань-2 – Водонасосная, Галашки – Первомайская и с учетом переноса нормальных разрывов в сети 35 кВ, а именно:

- перевод питания ПС Водонасосная, Очистные сооружения, половина ПС Экажево (1 сш) и половина ПС Кантышево (2 сш) на ПС 110 кВ Назрань-2, путем переноса разрыва на секционные выключатели СВ-35 ПС Экажево и Кантышево и отключением ВЛ 35 кВ Л-427 выключателем на ПС 110 кВ Плиево;

- с вводом ВЛ 35 кВ Галашки – Первомайская рекомендуется создать разрыв по ВЛ 35 кВ Нестеровская – Урожайная (Л-53) с отключением ВЛ 35 кВ со стороны ПС Урожайная;

- с вводом ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим установить на ПС 35 кВ Малгобек-2 секционный выключатель 35 кВ и создать на нем нормальный разрыв.

Рекомендуемые в схеме сети 35 кВ 2017 г. нормальные разрывы показаны на принципиальной схеме электрических соединений сетей 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия, намечаемых к сооружению в период 2016-2021 гг.(см. том № 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2, Приложение В).

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в зимний максимум на этапе 2017 года в нормальной схеме (Приложение Г, рис. Г-11) с учетом предложенного усиления сети 35 кВ и с учетом переноса нормальных разрывов в сети 35 кВ, показал что:

- загрузка тр-ров 110/35/6(10) кВ в нормальной схеме уменьшилась на ПС 110 кВ Назрань до 69 % от длительно допустимого тока, ПС 110 кВ Магас до 58 %, ПС 110 кВ Плиево до 90,2 % и ПС 110 кВ Слепцовская-110 до 45 %;

- уровень напряжения в сети 35 кВ на ПС 35 кВ Первомайская и Нестеровская поднялся на 4 кВ и снизились потери в режиме на 0,4 МВт;

- напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 108-113 кВ на ПС 110 кВ Плиево – 110,6 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 107,5 кВ, в сети 35 кВ на уровне 33-38 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Малгобек-2 – 33,6 кВ и Слепцовская-35 – 33 кВ.

- В послеаварийных режимах при отключении одного трансформатора 110/35/6(10) кВ нагрузка второго составит (таблица 4.1.2):

- на ПС 110 кВ Назрань – 151,4 %, при переводе нагрузки всех потребителей ПС 35 кВ Кантышево на ПС Назрань-2 загрузка ПС Назрань снижается до 121 % (Приложение Г, рис. Г-12);

- на ПС 110 кВ Назрань-2 – 98,5 %;

- на ПС 110 кВ Магас – 120,4 %, перевод всей нагрузки ПС 35 кВ Экажево на питание от ПС 110 кВ Назрань-2 путем замыкания СВ-35 ПС Экажево и отключением ВЛ 35 кВ Л-435, позволяет снизить нагрузку тр-ра на ПС 110 кВ Магас до 75 % (Приложение Г, рис. Г-13);

- на ПС 110 кВ Плиево – 204 %, при переводе нагрузки всех потребителей ПС 35 кВ Слепцовская-35, Новотроицкая, Троицкая и Карабулак на ПС 110 кВ Слепцовская-110 и ПС 35 кВ Урожайная на ПС 110 кВ Галашки загрузка снижается до 104 % (Приложение Г, рис. Г-14);

- на ПС 110 кВ Вознесенская-2 – 92,6 %;

- при отключении единственного трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Слепцовская-110 необходимо переключение питания ПС 35 кВ Урожайная и ГНС на ПС 110 кВ Галашки (Приложение Г, рис. Г-15).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							30

Взам.инв. №	Подпись и дата	Инва. № подл.
-------------	----------------	---------------

тание от ПС 110 кВ Назрань-2 путем замыкания СВ-35 ПС Экажево и отключением ВЛ 35 кВ Л-435, позволяет снизить нагрузку тр-ра на ПС 110 кВ Магас до 75 % (Приложение Г, рис. Г-13);	- на ПС 110 кВ Плиево – 204 %, при переводе нагрузки всех потребителей ПС 35 кВ Слепцовская-35, Новотроицкая, Троицкая и Карабулак на ПС 110 кВ Слепцовская-110 и ПС 35 кВ Урожайная на ПС 110 кВ Галашки загрузка снижается до 104 % (Приложение Г, рис. Г-14);	- на ПС 110 кВ Вознесеновская-2 – 92,6 %;	- при отключении единственного трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Слепцовская-110 необходимо переключение питания ПС 35 кВ Урожайная и ГНС на ПС 110 кВ Галашки (Приложение Г, рис. Г-15).
--	--	---	--

При отключении одной из ВЛ 110 кВ нагрузка других не превышает длительно допустимой (таблица 4.1.3). При отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) происходит отключение всех потребителей Малгобекского района величиной 24 МВт. Наиболее тяжелый аварийный режим возможен при отключении одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево, когда отключается половина присоединений 110 кВ и один тр-р 110/35/6 кВ. Однако такой режим, также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети: оставшиеся в работе ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы не перегружаются, а перегрузка тр-ров на ПС 110 кВ Плиево и Назрань снижается до допустимой системно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов и временным отключением потребителей (см. Приложение Г, рис Г-16 и рис. Г-17). При переводе на неповрежденную систему шин ПС 110 кВ Плиево всех отключенных ВЛ 110 кВ, электроснабжение Ингушской энергосистемы обеспечивается в полном объеме.

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					Лист
											31

Таблица 4.1.2 – Загрузка трансформаторов 110/35/6(10) кВ наиболее важных центров питания сети 35 кВ на этапе 2017 г.

Наименование	Загрузка трансформаторов на питающих ПС 110/35/6(10) кВ																		Примечание			
	ПС 110кВ Назрань (по каждому тр-ру)			ПС 110кВ Назрань-2 (по каждому тр-ру)			ПС 110кВ Магас (по каждому тр-ру)			ПС 110кВ Плиево (по каждому тр-ру)			ПС 110кВ Слепцовская-110			ПС 110 кВ Вознесен- ская-2(по каждому тр-ру)						
	2х16 МВА 2х80 А			2х25 МВА 2х126 А			2х16 МВА 2х80 А			2х20 МВА 2х103 А			1х16 МВА 1х80 А			2х16 МВА 2х80 А						
Мощность/номинальный ток обмотки ВН, А	S, МВА	I, А	I, %	S, МВА	I, А	I, %	S, МВА	I, А	I, %	S, МВА	I, А	I, %	S, МВА	I, А	I, %	S, МВА	I, А	I, %				
Схема с существующими нормальными разрывами в сети 35кВ без усиления сети 35 кВ в зимний максимум нагрузок 2017 г.																						
- нормальная схема (рис.Г-1)	13,49	69,9	87,3	1,53	7,8	6,2	12,90	66,20	82,70	21,79	114,2	110,9	14,19	75,2	94,0	6,70	36,1	45,1				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань	30,10	156,9	196	1,53	7,8	6,2	12,91	66,30	82,90	21,81	114,7	111,3	14,21	75,4	94,3	6,70	36,2	45,3	необходимо ОН=9 МВт			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-4)	18,73	97,3	121,6	1,53	7,8	6,2	18,23	93,80	117,3	21,80	114,4	111,1	14,19	75,3	94,1	6,70	36,2	45,2				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань-2	13,49	69,9	87,3	3,06	15,7	12,5	12,90	66,20	82,70	21,79	114,2	110,9	14,19	75,2	94,0	6,70	36,1	45,1				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Магас	13,50	70,0	87,5	1,53	7,8	6,2	27,50	141,3	176,6	21,80	114,5	111,1	14,19	75,3	94,2	6,70	36,2	45,2	необходимо ОН=7 МВт			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Магас с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-5)	13,50	70,1	87,6	1,53	7,8	6,2	18,81	96,60	120,7	26,82	141,2	137,1	14,21	75,5	94,4	6,70	36,3	45,3	необходимо ОН			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Плиево	13,52	70,5	88,1	1,53	7,9	6,2	12,92	66,60	83,30	53,46	282,7	274,5	14,23	76,0	95,0	6,71	36,5	45,6	необходимо ОН=18 МВт			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Плиево с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-7)	13,50	70,0	87,5	1,53	7,8	6,2	16,65	85,60	107,0	20,53	107,7	104,6	32,11	172,6	215,7	6,70	36,2	45,2	необходимо ОН			
- такой же режим с учетом ввода ВЛ 35кВ Галашки – Первомайская (рис. Г-8)	13,49	69,8	87,2	1,53	7,8	6,2	16,65	85,60	107,1	20,50	107,1	104,0	17,69	93,7	117,1	6,70	36,0	45,0				
- откл. тр-ра на ПС 110кВ Слепцовская-110	13,48	69,4	86,7	1,53	7,8	6,2	12,89	65,80	82,20	21,72	113,1	109,8	-	-	-	6,70	35,8	44,8	ОН в районе 12 МВт			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Вознесеновская-2	13,49	69,9	87,4	1,53	7,8	6,2	12,90	66,20	82,70	21,79	114,3	111,0	14,19	75,2	94,0	13,81	74,6	93,2	С учетом образования нормального разрыва на ПС 35кВ Малгобек-2			
Схема с измененными нормальными разрывами в сети 35кВ при усилении сети 35 кВ в зимний максимум нагрузок 2017 г.																						
- нормальная схема (рис.Г-11)	10,76	55,5	69,4	11,49	59,3	47	9,03	46,20	57,8	17,80	92,9	90,2	5,10	26,7	33,4	6,70	35,9	44,9				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань	23,37	121,1	151,4	11,49	59,4	47,1	9,03	46,30	57,9	17,81	93,1	90,4	5,10	26,8	33,5	6,70	36,0	45,0	необходимо ОН=3,5 МВт			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-12)	18,71	96,8	121,0	13,57	70,2	55,7	9,03	46,30	57,8	17,81	93,0	90,3	5,10	26,8	33,5	6,70	35,9	44,9				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань-2	10,76	55,5	69,4	23,83	124	98,5	9,03	46,30	57,8	17,81	93,0	90,3	5,10	26,8	33,5	6,70	35,9	44,9				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Магас	10,76	55,5	69,4	11,49	59,3	47,1	18,80	96,30	120,4	17,81	93,0	90,3	5,10	26,8	33,5	6,70	35,9	44,9				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Магас с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-13)	10,76	55,6	69,4	15,53	80,4	63,8	11,72	60,00	75,0	17,81	93,0	90,3	5,10	26,8	33,5	6,70	35,9	44,9				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Плиево	10,77	55,7	69,7	11,49	59,5	47,2	9,03	46,40	58,0	40,05	209,9	203,8	5,10	26,9	33,6	6,70	36,1	45,1	необходимо ОН=13 МВт			
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Плиево с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-14)	10,76	55,5	69,4	11,49	59,3	47	9,03	46,30	57,8	20,49	106,9	103,8	17,67	93,5	116,9	6,70	35,9	10,76				
- откл. тр-ра на ПС 110кВ Слепцовская-110 с переносом питания сети 35 кВ (рис. Г-15)	10,76	55,5	69,4	11,49	59,3	47	9,03	46,30	57,9	17,80	92,8	90,1	-	-	-	6,70	35,9	44,9				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Вознесеновская-2	10,76	55,5	69,4	11,49	59,3	47,1	9,03	46,20	57,8	17,81	93,0	90,2	5,10	26,8	33,4	13,80	74,1	92,6				
Схема с измененными нормальными разрывами в сети 35кВ при усилении сети 35 кВ в летний максимум нагрузок 2017 г.																						
- нормальная схема (рис.Г-18)	7,95	39,0	48,7	8,23	40,3	32	5,43	26,40	33,0	12,16	60,2	58,5	7,13	35,5	44,4	5,34	26,9	33,7				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань	16,62	81,7	102,2	8,23	40,3	32	5,43	26,40	33,1	12,16	60,3	58,5	7,13	35,5	44,4	5,34	27,0	33,7				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Назрань-2	7,95	39,0	48,8	16,80	82,6	65,6	5,43	26,40	33,1	12,16	60,2	58,5	7,13	35,5	44,4	5,34	27,0	33,7				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Магас	7,95	39,0	48,8	8,23	40,3	32	11,04	53,80	67,3	12,16	60,2	58,5	7,13	35,5	44,4	5,34	26,9	33,7				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Плиево	7,95	39,0	48,8	8,23	40,3	32	5,43	26,40	33,1	25,35	125,7	122,0	7,13	35,6	44,4	5,34	27,0	33,7				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Плиево с переносом питания сети 35 кВ	7,95	39,0	48,8	8,23	40,3	32	5,43	26,40	33,1	17,98	89,1	86,5	13,72	68,7	85,9	5,34	27,0	33,7				
- откл. тр-ра на ПС 110кВ Слепцовская-110 с переносом питания сети 35 кВ	7,95	39,0	48,7	8,23	40,3	32	5,43	26,50	33,1	12,15	60,2	58,4	0,00	0,0	0,0	5,34	26,9	33,6				
- откл. одного тр-ра на ПС 110кВ Вознесеновская-2	7,95	39,0	48,8	8,23	40,3	32	5,43	26,40	33,1	12,16	60,2	58,5	7,13	35,5	44,4	10,87	55,0	68,7				
														7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист		
																				32		
										Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Режим летнего максимума нагрузок 2017г.

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в летний максимум на этапе 2017 года в нормальной схеме (Приложение Г, рис. Г-18) с учетом предложенного усиления сети 35 кВ и с учетом переноса нормальных разрывов в сети 35 кВ показал, что:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах 8-32 МВт и не превышает 45 % от длительно допустимой при температуре +35°C. Загрузка ВЛ 35 кВ также не превышает длительно допустимой;

- загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ не превышает 60 % (наиболее загружена ПС 110 кВ Плиево – 58,5 %) (таблица 4.1.2), загрузка тр-ров на ПС 35 кВ не превышает 82 % (наиболее загружены Т-1 ПС 35 кВ Водонасосная – 82 % и Т-2 ПС 35 кВ Малгобек-2 – 80 %);

- напряжение в сети 110 кВ поддерживается на уровне 114-118 кВ на ПС 110 кВ Плиево – 116,5 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 114 кВ, в сети 35 кВ на уровне 35-38 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Слепцовская – 34,6-35 кВ.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ Ингушской энергосистемы (таблицы 4.1.2 и 4.1.3) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превысит предельно допустимой. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на ПС 110 кВ вызывает перегрузку второго лишь на ПС 110 кВ Назрань (до 102%) и ПС 110 кВ Плиево (до 122 %) (таблица 4.1.2). Перегрузка трансформатора на ПС 110 кВ Плиево может быть ликвидирована (снижена) до допустимой схемно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов, аналогично мероприятиям в зимний максимум нагрузок. В наиболее тяжелом аварийном режиме отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево (Приложение Г, рис. Г-19 и рис. Г-20), также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети: оставшиеся в работе ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы не перегружаются, а перегрузка трансформатора на ПС 110 кВ Плиево (124 %) снижается до допустимой схемно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов в прилегающей сети 35 кВ.

В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, наиболее высокая загрузка ВЛ 110 кВ возможна в режиме при выводе в ремонт одной цепи ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12) и аварийном отключении второй цепи (Л-13), когда максимально загружается ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) до 394 А, что составит 99,4 % (при длительно допустимом токе 396 А провода АС-150 при температуре +35°C) (Приложение Г, рис. Г-21). Так как данные ВЛ 110 кВ Л-12/Л-13 выполнены совместным подвесом, то при выводе их в ремонт и при отключении другого элемента сети 110 кВ и выше, возможна перегрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203). Так при выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 и отключении одной из ВЛ 110 кВ питающих Чеченскую энергосистему (например, Моздок-Ищерская (Л-129), Моздок-Ищерская (Л-120), Грозный – ГРП-110 (Л-110), Грозный – ГРП-110 (Л-136)) загрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) составит 108-120 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C. Снизить загрузку данной ВЛ 110 кВ до длительно допустимой позволяет отключение секционного выключателя (СВ-110) на ПС 110 кВ Плиево или отключение нагрузки в Чеченской энергосистеме (ОН) в размере 20-40 МВт. Наиболее тяжелый режим при выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 возможен при отключении ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, загрузка в данном режиме ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) достигнет 132 % от длительно-допустимой (Приложение Г, рис. Г-22). Снять указанную перегрузку также позволяет отключение секционного выключателя (СВ-110) на ПС 110 кВ

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			33

Плиево (Приложение Г, рис. Г-23) или отключение нагрузки в Чеченской энергосистеме (ОН) в размере 60 МВт (потребители в районе ПС 110 кВ Самашки, Горец, ГРП-110 и др).

Режим зимнего минимума нагрузок 2017г.

В зимний минимум 2017 года в нормальной схеме (Приложение Г, рис. Г-24) с учетом предложенного усиления сети 35 кВ и с учетом переноса нормальных разрывов в сети 35 кВ:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах 8-38 МВт и не превышает 34 % от длительно допустимой при температуре +10°C (наибольшая нагрузка у ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Л-102) – 38 МВт, 200 А). Загрузка ВЛ 35 кВ также не превышает длительно допустимой;

- загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ не превышает 60 % (наиболее загружена ПС 110 кВ Плиево – 58,5 %), загрузка трансформаторов на ПС 35 кВ не превышает 80 % (наиболее загружены Т-1 ПС 35 кВ Троицкая-2 – 79 % и Т-1 ПС 35 кВ Экажево – 76,5 %);

- в сети 110 кВ напряжение обеспечивается на уровне 111-115 кВ, на ПС 110 кВ Плиево – 113,6 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 111 кВ, в сети 35 кВ на уровне 36-38 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Малгобек-2 – 35,9 кВ.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ энергосистемы (таблица 4.1.3) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превысит предельно допустимой. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на подстанциях 110 кВ вызывает перегрузку второго трансформатора лишь на ПС 110 кВ Плиево (на 23 %). Ликвидация перегрузки трансформатора на ПС 110 кВ Плиево обеспечивается схемно-режимными мероприятиями по переводу питания ПС 35 кВ Троицкая-1, Новотроицкая, Слепцовская-35 на питание от ПС 110 кВ Слепцовская-110 посредством отключения ВЛ 35 кВ Л-25 со стороны ПС Плиево и включением ВЛ 35 кВ Л-40 со стороны ПС 110 кВ Слепцовская-110 (Приложение Г, рис. Г-25).

Отключение ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) приводит к отключению всех потребителей Малгобекского района с нагрузкой 17 МВт.

В наиболее тяжелом аварийном режиме отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево (Приложение Г, рис. Г-26 и Г-27), также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети: оставшиеся в работе ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы не перегружаются, а перегрузка трансформатора на ПС 110 кВ Плиево (124 %) снижается до допустимой схемно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов (перевод питания ПС 35 кВ Троицкая-1, Новотроицкая, Слепцовская-35 на питание от ПС 110 кВ Слепцовская-110).

Режим летнего минимума нагрузок 2017г.

В летний минимум 2017 года в нормальной схеме (Приложение Г, рис. Г-28) с учетом предложенного усиления сети 35 кВ и с учетом переноса нормальных разрывов в сети 35 кВ:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах 5-33 МВт и не превышает 42 % от длительно допустимой при температуре +35°C, наиболее загружена ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Л-102) – 33 МВт (188 А). Загрузка ВЛ 35 кВ низкая, и не превышает 4 МВт;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
								34
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

- загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ также низкая и не превышает 40 % (наиболее загружены трансформаторы на ПС 110 кВ Плиево – 36,2 %), загрузка тр-ров на ПС 35 кВ не превышает 50 %;

- напряжение в сети 110 кВ поддерживается на уровне 113-117 кВ, на ПС 110 кВ Плиево – 115,3 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 114 кВ, в сети 35 кВ на уровне 35-38 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Слепцовская – 35-35,4 кВ.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ Ингушской энергосистемы (таблица 4.1.3) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превышает допустимой. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на подстанциях 110 кВ не вызывает перегрузку второго. Отключение ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) приводит к отключению всех потребителей Малгобекского района с нагрузкой 12,5 МВт. В наиболее тяжелом аварийном режиме отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево (Приложение Г, рис Г-29 и Г-30), также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети. В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ загрузка элементов сети 35-110 кВ не превышает допустимой. При выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 загрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой (Приложение Г, рис. Г-31). Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ и выше, в связи с низкой загрузкой сети 110 кВ, также не выявил перегрузок, загрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) не превысит 10 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C.

Выводы из анализа режимов 2017 г.:

1. Для ликвидации перегрузки трансформаторов 110/35/10 (6) кВ подстанциях 110 кВ в режимах с отключением одного из них рекомендуется строительство в 2017 г. следующих объектов сети 35 кВ, не включенных в утвержденную ИП ПАО «МРСК СК»:

- ВЛ 35 кВ Галашки – Первомайская (3,0 км с проводом АС-95);

- двухцепного участка ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС Назрань-2 до ВЛ 35 кВ Назрань – Кантышево (Л-158) (0,9 км), расширение ПС 110 кВ Назрань на две линейные ячейки 35 кВ, образование двух новых ВЛ 35 кВ: Назрань-2 – Кантышево и Назрань-2 – Назрань, последнюю отсоединить от РУ 35 кВ ПС Назрань и подключить к ВЛ 35 кВ Назрань-Водонасосная (Л-56) и образовать новую ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Водонасосная.

2. Рекомендуется изменить существующие нормальные разрывы в сети 35 кВ:

- перевод питания ПС Водонасосная, Очистные сооружения, половина ПС Экажево (1 сш) и половина ПС Кантышево (2 сш) на ПС 110 кВ Назрань-2, путем переноса разрыва на секционные выключатели СВ-35 ПС Экажево и Кантышево и отключением ВЛ 35 кВ Л-427 выключателем на ПС 110 кВ Плиево;

- с вводом новой ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Галашки до ПС 35 кВ Первомайская рекомендуется создать разрыв 35 кВ по ВЛ 35 кВ Нестеровская – Урожайная (Л-53) с отключением данной ВЛ 35 кВ со стороны ПС Урожайная;

- при вводе ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим перевести питание половины нагрузки ПС 35 кВ Малгобек-2 на ПС 110 Малгобек-3 путем осуществления нормального разрыва секций шин на ПС 35 кВ Малгобек-2. Для образования нормального разрыва на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Малгобек-2 рекомендуется к вводу ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим установить на ПС 35 кВ Малгобек-2 секционный выключатель 35 кВ.

3. В нормальном режиме зимних максимальных нагрузок выявлена загрузка трансформаторов по току свыше 100 % на следующих подстанциях 35 кВ: Троицкая-2,

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

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

(127,5 %), Нестеровская (Т-1 – 124 % и Т-2 – 113,6 %), Экажево (Т-1 – 111%, Т-2 – 98 %), Первомайская (104 %), и Малгобек-2 (Т-1 – 90 %, Т-2 – 101,6 %). Рекомендуется в последующие годы произвести замену (установку вторых) трансформаторов или выполнить перевод потребителей на другие подстанции.

4. Для повышения надежности питания потребителей ПС 35 кВ Троицкая-1 и Нестеровская рекомендуется при их реконструкции привести в соответствие схемы ОРУ 35 кВ типовым схемам (установить дополнительные выключатели и выполнить подключение питающих их ВЛ 35 кВ на разные секции шин).

5. В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 110 кВ недопустимых изменений параметров режима работы сети нет. Отключение одного из трансформаторов 110/35/6 (10) кВ на подстанциях 110 кВ приводит в ряде случаев в режимах максимальных нагрузок к перегрузке оставшегося в работе трансформатора. Перегрузки трансформаторов могут быть ликвидированы (снижены) схемно-режимными мероприятиями по переводу нагрузок сети 35 кВ на другие подстанции. Наибольшие перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах имеют место на ПС 110 кВ Плиево (до 104 %) и на ПС 110 кВ Назрань (до 51 %), ликвидация которых потребует временного ограничения нагрузки потребителей. Исключение ограничения потребителей ПС 110 кВ Плиево будет обеспечено после строительства ПС 110 кВ Плиево New с трансформаторами 2х40 МВА. Для снижения перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Назрань без замены существующих трансформаторов 2х16 МВА целесообразно выполнить перевод части нагрузки подстанции на напряжении 10 кВ (до 4 МВт) на новую ПС 110 кВ Назрань-2.

6. В ремонтных схемах в режимах летнего максимума нагрузок, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, наиболее высокая загрузка ВЛ 110 кВ возможна в режиме при выводе в ремонт одной цепи ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12) и аварийном отключении второй цепи (Л-13), когда максимально загружается ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) до 394 А, что составит 99,4 % (при длительно допустимом токе 396 А провода АС-150 при температуре +35°C). Так как данные ВЛ 110 кВ Л-12/Л-13 выполнены совместным подвесом, то при выводе их в ремонт и при отключении другого элемента сети 110 кВ и выше, возможна перегрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203). Так при выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 и отключении одной из ВЛ 110 кВ питающих Чеченскую энергосистему (например, Моздок-Ищерская (Л-129), Моздок- Ищерская (Л-120), Грозный – ГРП-110 (Л-110), Грозный – ГРП-110 (Л-136)) загрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) составит 108-120 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C. Снизить загрузку данной ВЛ 110 кВ до длительно допустимой позволяет отключение секционного выключателя (СВ-110) на ПС 110 кВ Плиево или отключение нагрузки в Чеченской энергосистеме (ОН) в размере 20-40 МВт. Наиболее тяжелый режим при выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 возможен при отключении ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, загрузка в данном режиме ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) достигнет 132 % от длительно-допустимой. Снять указанную перегрузку также позволяет отключение секционного выключателя (СВ-110) на ПС 110 кВ Плиево или отключение нагрузки в Чеченской энергосистеме (ОН) в размере 60 МВт (потребители в районе ПС 110 кВ Самашки, Горец, ГРП-110 и др.).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										36

Инв. № подл.		Подпись и дата		Взам. инв. №		Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:														Лист 37					
						Схема сети и отключенные элементы																			
						ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Плиево(Л-203)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)				ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево – Ачалуки (Л-129)	
МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А						
1. Режим зимних максимальных нагрузок 2017 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 145 МВт.																									
Марка провода / Длит. допустимый (аварийно- допустимый) ток при температуре воздуха +10°С, А		АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)							
- нормальная схема (рис. Г-11)		15,4	84	23	125	9,9	55	35,4	238	31,7	183	10,8	85	11,8	87	41,7	232	23,9	135						
- откл. ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный		15,4	86	23	127	9,9	56	42,3	262	40	218	7,6	64	8,6	66	57,5	309	23,9	137						
- откл. ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт		15,4	97	23	144	9,9	63	37,8	295	34,8	244	16	105	16,9	109	58,1	389	24,1	159						
- откл. ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)		откл.	откл.	38,4	210	25,2	139	35,3	238	31,7	183	10,8	85	11,8	87	41,7	232	23,9	135						
- откл. ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		38,6	212	откл.	откл.	13,1	72	35,3	238	31,7	183	10,8	85	11,8	87	41,7	232	23,9	135						
- откл. ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)		25,3	139	13,1	71	откл.	откл.	35,4	238	31,7	183	10,8	85	11,8	87	41,7	232	23,9	135						
- откл. ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)		15,4	84	23	125	9,9	54	51,9	356	42,5	257	12,4	86	13,4	89	39,8	221	23,9	136	перенос разрыва					
-откл. ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Плиево (Л-203)		15,4	85	23	126	9,9	55	47,9	312	откл.	откл.	13	90	13,9	93	39	218	23,9	136						
- откл. ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		15,4	84	23	125	9,9	55	37,7	242	34	189	откл.	откл.	14,4	110	40,5	229	23,9	134						
- откл. ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		18,3	104	26	145	12,9	74	36,2	234	33	184	13,7	109	откл.	откл.	40,5	229	23,9	135	перенос разрыва					
- откл. ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		15,4	84	23	125	9,9	54	26,1	187	20,5	122	4,6	76	5,5	75	откл.	откл.	23,9	133						
- откл. сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-16)		15,4	84	23	124	9,9	54	66,8	440	откл.	откл.	1,6	10	18	111	36,4	202	откл.	откл.	перенос разрыва; ОН района 24 МВт					
- откл. сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-17)		16,6	91	24,3	132	11,1	62	29,9	210	23,1	136	0,5	97	17,1	107	0	0	23,9	133	перенос разрыва; нужно ОН 1 МВт					
2. Режим летних максимальных нагрузок 2017 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 110 МВт.																									
Марка провода / Длит. допустимый (аварийно- допустимый) ток при температуре воздуха +35°С, А		АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)							
- нормальная схема (рис. Г-18)		10,8	57	16,5	88	6,6	33	30,9	194	32,4	178	3,4	25	8	51	25,9	205	19,8	106						
- откл. ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный		10,8	57	16,5	89	6,6	34	16,7	174	16,2	156	3,2	44	1,4	54	6,2	233	19,8	107						
- откл. ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт		10,7	59	16,5	92	6,5	35	37,8	240	39,4	238	4,1	56	0,5	65	61,3	360	19,8	112						
- откл. ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)		откл.	откл.	27,3	145	17,3	90	30,8	194	32,4	178	3,4	25	8	50	25,9	205	19,8	106						
- откл. ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		27,4	145	откл.	откл.	10	56	30,8	194	32,4	178	3,4	25	8	50	25,9	205	19,8	106						
- откл. ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)		17,3	90	10	55	откл.	откл.	30,8	194	32,4	178	3,4	25	8	50	25,9	205	19,8	106						
- откл. ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)		10,8	56	16,6	88	6,6	33	46,7	299	42,8	243	1,7	15	6,3	40	24,3	193	19,8	107						
-откл. ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Плиево (Л-203)		10,8	57	16,5	88	6,6	34	43,6	264	откл.	откл.	1	15	5,6	39	23,5	191	19,8	107						
- откл. ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		10,8	57	16,6	88	6,6	33	30,5	191	31,9	175	откл.	откл.	9,9	63	26,3	208	19,8	106						
- откл. ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		12,5	67	18,4	99	8,4	44	28,9	182	30,4	167	5	36	откл.	откл.	26,5	209	19,8	106	перенос разрыва					
- откл. ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		10,8	56	16,6	88	6,6	33	25,9	151	25,5	130	8	53	12,7	79	откл.	откл.	19,8	105						
- откл. сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-19)		10,8	56	16,6	88	6,6	33	56,1	354	откл.	откл.	откл.	откл.	9,8	60	22,9	182	откл.	откл.	перенос разрыва; ОН района 20 МВт					
- откл. сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-20)		10,8	56	16,6	87	6,6	33	29,2	170	27,3	139	13,4	81	откл.	откл.	откл.	откл.	19,8	105	перенос разрыва					
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Плиево (Л-203)		10,8	57	16,6	88	6,6	33	75,3 (прим.3)	465 (прим.3)	откл.	откл.	3,1	16	1,5	16	19,4	164	19,8	109						
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево (Л-12) (рис. Г-21)		18,3	99	24,1	131	14,1	76	откл.	откл.	65,5	394	3,3	18	3,9	21	21	167	19,8	109	перенос разрыва					
- откл. ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт при совместном ремонте ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (рис.Г-22)		18,3	104	24,1	138	14,1	81	откл.	откл.	82,6	521	11,7	70	13,1	75	53,9	319	19,8	117	перенос разрыва					
- такой же режим, но при отключении СВ-110 на ПС 110 кВ Плиево (рис.Г-23)		18,3	104	24,1	138	14,1	80	откл.	откл.	47,1	290	9,5	95	44,9	257	28	171	19,8	113	перенос разрыва					

Продолжение таблицы 4.1.3																				40
Схема сети и отключенные элементы		Переток активной мощности (МВт) и токовая загрузка (А) ВЛ 110 кВ:																		
		ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Плиево(Л-203)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево – Ачалуки (Л-129)		Примечание (см. примеч. 2)
		МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	
3. Режим зимних минимальных нагрузок 2017 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 101 МВт.																				
Марка провода / Длит. допустимый (аварийно- допустимый) ток при температуре воздуха +10°С, А		АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		
- нормальная схема (рис. Г-24)		10,8	57	16,1	85	7	37	25,5	174	20,4	103	12,1	78	12,7	80	38,3	200	16,7	90	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный		10,8	58	16,1	87	7	38	42,5	250	42	217	3,9	48	4,6	49	77,3	408	16,7	92	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт		10,8	58	16,1	86	7	37	24,9	178	20,9	110	11,1	73	11,8	75	35,7	202	16,7	91	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)		откл.	откл.	27	142	17,8	94	25,5	173	20,4	103	12,1	78	12,7	80	38,3	200	16,7	90	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		27,1	143	откл.	откл.	9,2	49	25,5	173	20,4	103	12,1	78	12,7	80	38,3	200	16,7	90	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)		17,8	94	9,2	48	откл.	откл.	25,5	173	20,4	103	12,1	78	12,7	80	38,3	200	16,7	90	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)		10,8	57	16,1	85	7	37	38,8	268	28,9	153	13,3	80	14	82	36,9	192	16,7	91	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Плиево (Л-203)		10,8	57	16,1	85	7	37	33,6	207	откл.	откл.	13,4	84	14,1	86	36,6	191	16,7	90	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		10,8	57	16,1	85	7	37	28	179	23	116	откл.	откл.	15,9	102	36,9	194	16,7	90	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		12	64	17,4	92	8,2	44	27,1	174	22,2	112	15,2	100	откл.	откл.	37	194	16,7	90	перенос разрыва
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		10,8	57	16,1	85	7	37	16,7	133	10,1	52	6,7	61	7,3	62	откл.	откл.	16,7	89	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-26)		10,8	57	16,2	84	7	37	47,7	285	откл.	откл.	откл.	откл.	8,7	84	34,2	179	откл.	откл.	перенос разрыва; ОН района 17 МВт
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-27)		10,8	57	16,2	85	7	37	20,9	164	13,6	69	4,6	62	откл.	откл.	откл.	откл.	16,7	90	перенос разрыва
4. Режим летних минимальных нагрузок 2017 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 69 МВт.																				
Марка провода / Длит. допустимый (аварийно- допустимый) ток при температуре воздуха +35°С, А		АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		
- нормальная схема (рис. Г-28)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	32,6	187	0,4	3	2,9	21	0,1	23	32,8	188	12,5	66	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный		6,9	36	10,5	56	4,2	22	43,4	239	0,5	4	0,1	13	2,9	25	48,5	268	12,5	67	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт		6,8	36	10,5	56	4,2	22	33,7	197	0,4	3	3,6	25	0,7	25	36,4	213	12,5	67	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)		откл.	откл.	17,3	91	11,1	57	32,6	187	0,4	3	2,9	21	0,1	23	32,7	188	12,5	66	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		17,3	91	откл.	откл.	6,2	35	32,6	187	0,4	3	2,9	21	0,1	23	32,7	188	12,5	66	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)		11,1	57	6,2	35	откл.	откл.	32,6	187	0,4	3	2,9	21	0,1	23	32,7	188	12,5	66	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	56	324	0,5	5	5,8	30	2,9	22	29,4	169	12,5	67	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Плиево (Л-203)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	32,8	188	откл.	откл.	2,9	21	0	22	32,7	188	12,5	66	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	33,7	191	0,4	3	откл.	откл.	0,2	31	32,3	187	12,5	66	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		9,1	49	12,8	69	6,5	34	32,2	182	0,4	3	3,3	28	откл.	откл.	32,4	188	12,5	66	перенос разрыва
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	21,9	123	0,3	2	2,8	28	5,7	42	откл.	откл.	12,5	66	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-29)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	46,5	268	откл.	откл.	откл.	откл.	2,3	23	30,8	177	откл.	откл.	ОН района 12,5 МВт
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Г-30)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	32,5	182	0,3	3	2,5	30	откл.	откл.	откл.	откл.	12,5	66	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Плиево (Л-203)		6,9	36	10,5	55	4,2	21	56,3	327	откл.	откл.	5,9	31	3	22	29,3	168	12,5	67	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево (Л-12) (рис. Г-31)		11,5	61	15,2	81	8,9	47	откл.	откл.	1,3	12	21,7	118	22,6	122	12,8	70	12,5	72	перенос разрыва
Примечание:																				
*- при снятии ограничений допустимого тока по условиям настройки РЗА на ПС 330 кВ Владикавказ-500 (в настоящее время установлено 200 А);																				
**- ограничение аварийно-допустимого тока по ВЛ 110 кВ по аварийно-допустимому току для оборудования (выключатель, ВЧЗ, ТТ и др);																				
1) ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево Л-13и Л-12 загружена равномерно по мощности и току, в таблице приведен переток (ток) по одной ВЛ 110 кВ, по второй он аналогичный;																				
2) отмечены режимы при переносе питания части ПС 35 кВ для разгрузки перегружаемого тр-ра 110/35/10(6) кВ ПС 110 кВ или для питания отключенных ПС 35 кВ (перенос разрыва), указана величина отключаемой нагрузки (ОН) необходимой для разгрузки перегружаемых тр-ров до допустимой, при отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) указана величина отключения нагрузки района (ОН района).																				
3) приведен ток на участке ВЛ 110 кВ с проводом АС-240 (ДДТ/АДТ при температуре +35°С равен 537/646,6 А).																				
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1						Лист					
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							38					

4.1.2.2 Этап 2018 г.

На этапе 2018 г. по сравнению с 2017 г. наибольшее влияние на расчеты режимов в сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Ингушетия и прилегающих энергосистем Северного Кавказа окажет ввод следующих энергообъектов:

- ввод ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок-500 с ПС 500 кВ Моздок-500;
- ввод Грозненской ТЭС (установленная мощность 498,6 МВт) и строительство новых межсистемных ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Горец – Плиево;
- завершение строительства Зарамагской ГЭС-1 мощностью 342 МВт (в режимах 2018 г. данной работы не учитывается, т.к. участие ГЭС в покрытии нагрузок планируется с 2019 г.).

В Ингушской энергосистеме изменение в сети 35 кВ и выше в режимах 2018 г. по сравнению с 2017 г., кроме отмеченных выше межсистемных ВЛ 110 кВ, намечается только вводом заходов ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) с отпайкой на ПС Юго-Западная (Л-153) на ПС 110 кВ Магас с образованием двух новых ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Магас и Магас – Плиево.

Для разгрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Назрань, выполнен перевод части ее нагрузки на напряжении 10 кВ в объеме 4 МВт на ПС 110 кВ Назрань-2.

Режим зимнего максимума нагрузок 2018 г.

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в зимний максимум на этапе 2018 года в нормальной схеме (Приложение Д, рис. Д-1) показал, что:

- с вводом двух новых межсистемных ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Горец – Плиево, увеличился переток мощности со стороны Чеченской энергосистемы, в энергосистему Республики Ингушетия до 95 МВт (65 % от потребления республики), со стороны энергосистемы Северной Осетии переток снизился до 51 МВт (35 % от потребления);

- загрузка ВЛ 35 и 110 кВ в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Наиболее загружены ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево;

- с учетом того, что потребление Ингушской энергосистемы по сравнению с 2017 г. изменилось незначительно (всего на 1 МВт), а конфигурация сети 35 кВ не изменилась, то нагрузки трансформаторов на подстанциях 35 и 110 кВ практически осталась на уровне 2017 г. Перевод в 2018 г. нагрузки порядка 4 МВт с ПС 110 кВ Назрань на ПС 110 кВ Назрань-2, снижает загрузку ПС 110 кВ Назрань до 51,6 % от установленной тр-ной мощности и повышает загрузку ПС 110 кВ Назрань-2 до 55 %;

- с вводом Грозненской ТЭС и ее участии в регулировании напряжения Чеченской и соседних энергосистем уровень напряжения в Ингушской энергосистеме поднялся по сравнению с 2017 г. и поддерживается в сети 110 кВ на уровне 111-117 кВ на ПС 110 кВ Плиево – 116,5 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 111 кВ, в сети 35 кВ на уровне 34-38 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Малгобек-2 – 34,3 кВ.

При отключении одной из ВЛ 110 кВ загрузка других не превышает длительно допустимой (таблица 4.1.4). При отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) происходит отключение всех потребителей Малгобекского района величиной 24,7 МВт. Отключение одного тр-ра 110/35/10 (6) кВ на ПС 110 кВ, учитывая почти одинаковый уровень потребления с 2017 г., приводит к аналогичному уровню загрузки вторых тр-ров, что и в режимах 2017 г., для их снижения рекомендуются те же, что и в режимах 2017 г., схемно-режимные мероприятия по переносу нормальных разрывов.

Интв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист 39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Перевод в 2018 г. нагрузки 4 МВт с ПС 110 кВ Назрань на ПС 110 кВ Назрань-2, снижает перегрузку тр-ра ПС 110 кВ Назрань в режиме с отключением одного тр-ра до 108 % и соответственно увеличивает загрузку ПС 110 кВ Назрань-2 при отключении одного трансформатора до 107 %. Снизить в данных режимах загрузку оставшегося перегруженного тр-ра до длительно допустимой по току позволяет мероприятие по переводу питания нагрузки ПС 35 кВ Кантышево с одной ПС 110 кВ на другую.

Наиболее тяжелый аварийный режим возможен при отключении одной системы шин на центральной ПС 110 кВ Плиево, когда отключается половина присоединений 110 кВ и один тр-р 110/35/6 кВ. Однако такой режим, также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети: оставшиеся в работе ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы не перегружаются, а перегрузка тр-ров на ПС 110 кВ Плиево снижается до допустимой системно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов и временным отключением потребителей (Приложение Д, рис Д-2 и Д-3). При переводе на неповрежденную систему шин ПС 110 кВ Плиево всех отключенных ВЛ 110 кВ, электроснабжение Ингушской энергосистемы обеспечивается в полном объеме.

Режим летнего максимума нагрузок 2018г.

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в летний максимум на этапе 2018 года в нормальной схеме (Приложение Д, рис. Д-4) показал что:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах 3-27 МВт и не превышает 26 % от длительно допустимой при температуре +35°C. Загрузка ВЛ 35 кВ также не превышает длительно допустимой;

- с учетом того, что потребление Ингушской энергосистемы по сравнению с 2017 г. и конфигурация сети 35 кВ не изменилась, то загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ и на ПС 35 кВ практически осталась на уровне 2017 г. Перенос в 2018 г. части нагрузки с ПС 110 кВ Назрань на ПС 110 кВ Назрань-2, снижает загрузку ПС 110 кВ Назрань до 38 % от установленной мощности трансформаторов и повышает загрузку ПС 110 кВ Назрань-2 до 39 %;

- напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 116-119 кВ на ПС 110 кВ Плиево – 118,1 кВ, наиболее низкое на ПС 110 кВ Малгобек-3 – 116 кВ, в сети 35 кВ на уровне 35-38 кВ, наиболее низкое напряжение на ПС 35 кВ Нестеровская – 35,4 кВ.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ Ингушской энергосистемы (таблица 4.1.4) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превысит длительно допустимой. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на ПС 110 кВ приводит к перегрузке второго лишь на ПС 110 кВ Плиево (до 122 %), что снижается до допустимой системно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов, аналогично с теми, что рекомендованы в зимний максимум нагрузок, и временным отключением потребителей. Отключение ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) приводит к отключению всех потребителей Малгобекского района в объеме 20 МВт. В наиболее тяжелом аварийном режиме отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево, также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы ВЛ 110 кВ энергосистемы, а нагрузка трансформатора на ПС 110 кВ Плиево (124 %) снижается до допустимой системно-режимными мероприятиями по переносу нормальных разрывов и временным отключением потребителей (Приложение Д, рис Д-5 и Д-6).

В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, наиболее высокая загрузка ВЛ 110 кВ возможна в режиме

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
								40
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и аварийном отключении ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный, когда максимально загружается ВЛ 110 кВ Самашки – Плиево (Л-102) до 320 А, что составит 71 % (при длительно допустимом токе 449 А провода АС-150 при температуре +35°C).

При выводе в совместный ремонт ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево с отпайкой на ПС Назрань I и II цепь (Л-12/Л-13) нагрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой (Приложение Д, рис. Д-7). Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы, в связи с вводом Грозненской ТЭС и усилением связей межсистемных связей между Чеченской и Ингушской энергосистемами, также не выявил перегрузок, нагрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево не превысит 45 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C. Однако при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный при выводе в совместный ремонт ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево с отпайкой на ПС Назрань I и II цепь (Л-12/Л-13) нагрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево превысит длительно-допустимую и составит 418 А (106 %) (Приложение Д, рис.Д-8). Режимным мероприятием по недопущению вышеуказанного перегруза является отключение СМВ-110 на ПС 110 кВ Магас (Приложение Д, рис.Д-9).

Режим зимнего и летнего минимума нагрузок 2018г.

В режимах зимнего и летнего минимума нагрузок 2018 года в нормальной схеме (Приложение Д, рис. Д-10 и Д-13):

- переток по наиболее загруженным ВЛ 110 кВ не превышает 17 МВт. Загрузка ВЛ 35 кВ также не превышает длительно допустимой;
- нагрузка трансформаторов на ПС 35 и 110 кВ аналогична нагрузке в режимах 2017 г. и не превышает длительно допустимой по току;
- напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 117-120 кВ, в сети 35 кВ на уровне 36-38,5 кВ.

В послеаварийных режимах отключение ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесенская-2 (Л-129) приводит к отключению всех потребителей Малгобекского района. Отключение одного элемента сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия во всех других случаях (таблица 4.1.4) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы ВЛ 35-110 кВ. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на подстанциях 110 кВ приводит к перегрузке второго лишь на ПС 110 кВ Плиево (на 18 %) в режиме зимнего минимума нагрузок. Перегрузка ликвидируется схемно-режимными мероприятиями такими же, как и в зимний максимум нагрузок. В наиболее тяжелом аварийном режиме отключение одной системы шин на центральной ПС 110 кВ Плиево, также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы ВЛ 35-110 кВ. Перегрузка трансформатора на ПС 110 кВ Плиево ликвидируется схемно-режимными мероприятиями (Приложение Д, рис. Д-11, Д-12, Д-14 и Д-15).

При выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 в летний минимум нагрузок нагрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой (Приложение Д, рис. Г-16). Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ и выше, в связи с низкой нагрузкой сети 110 кВ, также не выявил перегрузок, нагрузка ВЛ 110 кВ Магас - Плиево не превысит 35 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C.

Инв. № подл.	рийном режиме отключения одной системы шин на центральной ПС 110 кВ Плиево, также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы ВЛ 35-110 кВ. Перегрузка трансформатора на ПС 110 кВ Плиево ликвидируется схемно-режимными мероприятиями (Приложение Д, рис. Д-11, Д-12, Д-14 и Д-15). При выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 в летний минимум нагрузок загрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой (Приложение Д, рис. Г-16). Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ и выше, в связи с низкой загрузкой сети 110 кВ, также не выявил перегрузок, загрузка ВЛ 110 кВ Магас - Плиево не превысит 35 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°С.						Лист		
								7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Выводы из анализа режимов 2018 г.:

1. Незначительный прирост потребления энергосистемы Республики Ингушетия по сравнению с 2017 г. при сохранении рекомендованной в 2017 г. конфигурации сети 35 кВ практически не повлиял на загрузку трансформаторов 110/35/6(10) кВ на подстанциях 110 кВ. Нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ в нормальном режиме не превышает допустимой, а в послеаварийных режимах их перегрузка может быть снижена (ликвидирована) путем перевода нагрузок в сети 35 кВ на смежные подстанции 110 кВ. Нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ практически соответствует уровню 2017 г. Сохраняется перегрузка трансформаторов в режиме (n-1) на ПС 35 кВ Троицкая-2, Нестеровская, Слепцовская-35, Экажево, Первомайская и Малгобек-2.

2. Ввод мощности на Грозненской ТЭС увеличил переток мощности получаемой из Чеченской энергосистемы и обеспечил повышение напряжения в сети 35-110 кВ на 3-4 кВ.

3. В послеаварийных режимах нагрузка ВЛ 35 и 110 кВ не превышает длительно допустимую токовую нагрузку для проводов. При выводе в совместный ремонт ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево с отпайкой на ПС Назрань I и II цепь (Л-12/Л-13) загрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой. Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы, в связи с вводом Грозненской ТЭС и усилением связей межсистемных связей между Чеченской и Ингушской энергосистемами, также не выявил перегрузок. Однако при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный при выводе в совместный ремонт ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево с отпайкой на ПС Назрань I и II цепь (Л-12/Л-13) в режиме летних максимальных нагрузок загрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево превысит длительно-допустимую и составит 418 А (106 %). Режимным мероприятием по недопущению вышеуказанного перегруза является отключение СМВ-110 на ПС 110 кВ Магас.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист	
								42
Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

Таблица 4.1.4 – Перетоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в режимах 2018 г.

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																								
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (см.примеч.1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		Примечание (см. примеч. 2)
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	
1. Режим зимних максимальных нагрузок 2018 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 146 МВт.																									
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°С, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-150 518 (600)**		
- нормальная схема (рис. Д-1)	12,4	95	19,9	131	6,6	72	2	107	4,5	41	14,6	80	15,6	83	21,4	110	24,7	131	33,3	162	10,9	61	11,1	82	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	12,7	93	20,2	130	6,9	69	0,3	87	4	47	14,8	78	15,8	82	19,6	98	24,7	132	31,2	153	9,5	50	10	65	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	11,8	95	19,4	130	6,1	72	4	110	5	41	13,9	75	14,9	78	23,9	123	24,7	132	35,9	175	12,8	71	12,7	89	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	26,7	182	13,4	123	0,9	113	1,4	17	14,7	80	15,7	83	21,4	110	24,7	131	33,3	162	10,9	61	13,6	81	
-откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	23,2	165	откл	откл	13,2	70	0,2	115	0,4	12	14,8	80	15,8	83	21,5	110	24,7	131	33,4	162	11	61	15,3	86	
-откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	16	134	13,2	69	откл	откл	1,4	113	2,9	23	14,7	80	15,6	83	21,4	110	24,7	131	33,3	162	10,9	61	12,5	77	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)	11,7	105	19,3	139	6	84	0,7	162	4,7	37	14,4	76	15,3	80	20,8	106	24,7	132	32,7	159	10,5	57	12,6	113	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	10,5	80	18,1	116	4,8	57	2,3	106	откл	откл	14,6	79	15,5	83	21,3	110	24,7	131	33,2	162	10,8	61	10,3	84	
-откл.ВЛ 110кВ Магас - Плиево	16,7	96	24,3	135	11,1	68	6,2	133	2,2	47	14,1	76	15,1	79	20,7	106	24,7	131	32,5	158	10,4	58	откл	откл	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)	13	97	20,6	133	7,3	73	0,5	105	3,6	40	откл	откл	19,4	104	22,6	116	24,7	131	34,6	168	11,9	66	8,9	73	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)	14,5	107	22,1	143	8,8	83	0,5	102	2,7	34	18,6	101	откл	откл	22,6	116	24,7	131	34,6	168	11,9	66	9,8	74	перенос разрыва
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)	13,2	98	20,8	134	7,6	74	1,6	106	3,1	39	16,3	88	17,2	92	откл	откл	24,7	131	37,8	184	14,2	78	7,9	70	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево (б/н)	13,7	101	21,3	137	8,1	76	3,5	113	2,3	36	17,4	93	18,3	96	28,1	143	24,7	132	откл	откл	16,1	86	6,2	70	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Горец (б/н)	12,8	96	20,4	132	7,1	73	0,2	106	3,8	40	15,4	84	16,4	87	23,4	121	24,7	131	35,5	173	откл	откл	9,5	75	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-2)	17,4	102	25,1	141	11,8	75	13,1	186	1,2	50	1,6	10	19	97	24,5	125	откл	откл	откл	откл	13,3	72	откл	откл	перенос разрыва; ОН района 25 МВт
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-3)	14,3	108	22	143	8,7	84	3	118	1,9	39	16,6	100	17,1	97	откл	откл	24,7	131	41	200	откл	откл	6,7	73	перенос разрыва
2. Режим летних максимальных нагрузок 2018 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 111 МВт.																									
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- нормальная схема (рис. Д-4)	8,9	69	14,8	99	4,7	48	5	102	3	16	1,3	10	0	5	18,7	110	20,2	107	27,3	140	9,9	72	1,1	64	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	2,1	67	7,8	90	2,4	57	25	185	8,8	50	3,9	24	5,2	28	47	249	20,2	108	56,1	279	31,9	174	27	174	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	13,8	82	19,9	114	9,7	59	22,2	135	7,4	39	7,1	47	8,5	50	5,1	33	20,2	108	3,3	20	8,5	47	13,2	76	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	19,7	135	9,5	84	5,8	107	5,2	27	1,3	9	0,1	6	18,8	110	20,2	107	27,3	140	10	71	3	54	
-откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	17	121	откл	откл	10,1	56	6,3	109	6,6	35	1,2	9	0,2	6	18,8	110	20,2	107	27,4	140	10	71	4,3	52	
-откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	11,5	94	10,1	56	откл	откл	5,4	106	4,1	21	1,3	9	0,1	5	18,7	110	20,2	107	27,3	140	9,9	71	2,1	55	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)	9,5	81	15,4	110	5,2	61	8,6	153	3,1	15	1,2	8	0,2	10	18,6	107	20,2	107	27,1	137	9,8	68	0,1	94	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	10,2	72	16	103	5,9	50	5,1	102	откл	откл	1,3	9	0,1	5	18,8	111	20,2	107	27,4	140	10	72	1,7	64	
-откл.ВЛ 110кВ Магас - Плиево	9,3	54	15,2	86	5,1	31	4,6	124	3,2	24	1,3	8	0,1	8	18,5	108	20,2	107	27,1	138	9,8	69	откл	откл	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)	8,9	69	14,8	99	4,6	48	4,7	102	2,9	15	откл	откл	0,2	5	18,6	110	20,2	107	27,2	139	9,8	71	1,3	65	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)	10,9	81	16,9	112	6,7	60	3,4	97	4,1	20	1,3	9	откл	откл	18,6	110	20,2	107	27,2	139	9,8	71	2,5	63	перенос разрыва
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)	9,7	69	15,6	100	5,5	48	8,3	100	4,1	22	0,1	13	1,3	11	откл	откл	20,2	107	31,3	161	12,8	87	1,7	56	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево (б/н)	10,1	71	16	102	5,8	50	9,6	107	4,7	24	0,7	13	2,1	13	24,2	138	20,2	107	откл	откл	14,2	91	2,9	61	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Горец (б/н)	9,4	69	15,2	99	5,1	48	6,7	99	3,6	19	0,8	12	0,6	8	20,5	122	20,2	107	29,3	151	откл	откл	1,1	64	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-5)	9,5	56	15,4	87	5,2	32	5,6	32	3	27	1,2	9	0,4	16	21,4	121	откл	откл	откл	откл	12	78	откл	откл	перенос разрыва; ОН района 20 МВт
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-6)	10,5	76	16,4	106	6,3	54	10,2	112	4,4	25	2,5	26	13,1	75	откл	откл	20,2	106	33,1	173	откл	откл	3,5	64	перенос разрыва
															7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1										Лист
																									43
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись		Дата																

Продолжение таблицы 4.1.4

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																								
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 -Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас -Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (см.примеч.1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		Примечание (см. примеч. 2)
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	23,3	153	13,2	101	6,2	108	откл	откл	1,1	8	0,2	6	18,9	111	20,2	107	27,5	140	10,1	71	4,5	53	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево (Л-12) (рис.Д-7)	13,8	126	19,8	156	9,6	108	откл	откл	5	30	1,1	18	0,3	21	18,1	99	20,2	108	26,4	132	9,4	60	1,6	156	перенос разрыва
- откл.ВЛ 330 кВ В-2-Грозный при совмест-ном ремонте ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (рис.Д-8)	8,7	154	3,3	167	13,5	155	откл	откл	12,5	81	1,1	18	0,3	21	42,1	221	20,2	109	50,9	252	28,1	152	66,1	418	перенос разрыва
-такой же режим, но при отключении СМВ-110 на ПС 110 кВ Магас (рис.Д-9)	11	59	27,8	345	38,3	345	откл	откл	2,3	16	2,1	27	0,8	29	40,9	213	20,2	109	49,6	245	27,1	146	61	377	перенос разрыва
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС - Плиево	4	68	9,7	94	0,4	54	17,5	163	6,1	37	8,6	49	9,9	53	60,8	320	20,2	108	откл	откл	42,6	228	20,4	148	
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево при ре-монте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	10,8	72	16,7	104	6,6	50	12,6	108	5,7	30	1,8	20	3,1	21	27,5	158	20,2	107	откл	откл	откл	откл	5,4	57	
3. Режим зимних минимальных нагрузок 2018 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 102 МВт.																									
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°С, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-150 518 (600)**		
- нормальная схема (рис. Д-10)	11	82	16,4	106	7,1	66	5,7	86	1,6	56	14,7	82	15,4	84	3,5	32	17	87	12,4	61	0,1	25	1,7	42	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	15,2	92	20,7	118	11,4	73	24,2	131	5,8	76	11,9	67	12,6	69	13,6	67	17	88	4,7	32	13,1	64	14,1	70	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	8,6	76	13,8	99	4,5	62	2,8	87	3,7	54	9,9	59	10,6	61	15,7	86	17	87	24,6	120	9,5	57	8,8	65	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	22,4	149	13	109	6,7	93	1,1	40	14,8	82	15,5	84	3,6	31	17	87	12,5	62	0,2	24	4	33	
-откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	19,9	138	откл	откл	9,3	48	7,2	94	2,4	39	14,8	83	15,5	85	3,6	31	17	87	12,5	62	0,2	24	5,2	36	
-откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	14,9	116	9,3	47	откл	откл	6,3	92	0,1	41	14,7	82	15,4	84	3,5	31	17	87	12,4	61	0,1	24	3,2	32	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)	11,7	92	17	115	7,7	77	9,5	130	1,5	52	14,8	81	15,5	83	3,5	27	17	87	12,3	60	0,1	20	0,3	66	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	10,3	64	15,7	90	6,4	47	5,6	84	откл	откл	14,6	82	15,3	85	3,5	32	17	87	12,4	62	0,1	25	1,4	51	
-откл.ВЛ 110кВ Магас - Плиево	11,7	74	17	99	7,7	56	5,1	99	1,3	63	14,6	81	15,3	83	3,4	29	17	87	12,2	60	0	22	откл	откл	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)	11,7	83	17	107	7,7	66	8,3	88	0,7	57	откл	откл	19,1	106	4,7	37	17	87	13,7	68	1,1	27	0,5	36	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)	12,6	89	18	113	8,7	72	7,6	85	0,2	55	18,5	104	откл	откл	4,7	37	17	87	13,7	68	1,1	27	0,1	36	перенос разрыва
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)	11,2	82	16,5	106	7,2	65	6,4	84	1,5	57	14,9	84	15,6	86	откл	откл	17	87	13,1	66	0,6	28	1,2	38	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево (б/н)	11,5	84	16,9	108	7,6	67	7,7	92	0,9	55	15,7	87	16,4	89	6	41	17	87	откл	откл	2,1	28	0,2	42	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Горец (б/н)	11	81	16,4	105	7,1	65	5,8	84	1,7	57	14,7	83	15,3	85	3,5	34	17	87	12,4	62	откл	откл	1,7	40	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-11)	11,7	75	17,1	100	7,8	57	5,7	135	1,4	67	1,1	9	19	101	5,4	37	откл	откл	откл	откл	1,6	25	откл	откл	перенос разры-ва; ОН района 17 МВт
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-12)	12,1	88	17,4	112	8,1	72	8,8	98	0,9	59	15,9	97	10,1	55	откл	откл	17	87	14	71	откл	откл	1,1	45	перенос разрыва
4. Режим летних минимальных нагрузок 2018 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 69 МВт.																									
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- нормальная схема (рис. Д-13)	7,2	53	10,9	71	4,6	40	9	80	4,1	31	3,6	23	4,5	25	0,7	49	12,8	65	8,6	56	0,4	39	4,6	45	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	7,7	54	11,5	73	5,1	41	11,4	85	5,1	35	3,4	21	4,3	23	1,6	48	12,8	66	6,3	47	2,2	40	6,6	48	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	7	52	10,7	71	4,4	39	8,4	77	4	30	3,2	22	4	24	1,7	48	12,8	65	9,5	58	0,4	38	4	43	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	14,9	100	8,5	68	9,7	85	5,9	31	3,7	23	4,6	25	0,7	49	12,8	65	8,6	56	0,4	39	3,1	34	

Инд. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Продолжение таблицы 4.1.4

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																								
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		Примечание (см. примеч. 2)
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
-откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	13,1	91	откл	откл	6,3	34	10	86	6,8	35	3,7	23	4,6	25	0,8	49	12,8	65	8,6	56	0,4	39	2,2	30	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	9,7	74	6,3	34	откл	откл	9,4	84	5,2	29	3,7	23	4,6	25	0,7	49	12,8	65	8,6	56	0,4	39	3,6	36	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево (Л-13)	8,4	63	12,2	82	5,8	51	13,7	118	4,5	30	4,1	23	4,9	25	0,9	45	12,8	66	8,8	54	0,2	36	7,3	69	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	8,9	53	12,6	73	6,3	39	9,2	80	откл	откл	3,7	23	4,6	26	0,8	50	12,8	65	8,7	57	0,4	40	3,8	47	
-откл.ВЛ 110кВ Магас - Плиево	5,4	37	9,1	55	2,7	23	10,8	96	3,2	35	3,9	23	4,8	25	0,9	47	12,8	65	8,7	55	0,3	37	откл	откл	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-121)	7,4	53	11,1	72	4,7	40	9,7	82	4,4	32	откл	откл	5,5	31	1	50	12,8	65	8,9	57	0,2	40	5,1	46	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Ищерская (Л-122)	8,5	60	12,3	79	5,9	47	8,8	78	5,1	32	4,7	29	откл	откл	1	50	12,8	65	8,9	57	0,2	40	4,4	43	перенос разрыва
- откл.ВЛ 110кВ Плиево – Самашки (Л-102)	7,3	52	11	70	4,6	39	9,3	75	4,1	33	3,5	25	4,4	26	откл	откл	12,8	65	8,7	62	0,4	45	4,7	39	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево (б/н)	7,6	54	11,3	72	5	40	10,5	82	4,7	34	4,3	27	5,1	29	2,4	56	12,8	65	откл	откл	0,9	44	5,8	46	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Горец (б/н)	7,2	52	10,9	71	4,6	39	9,1	76	4,1	32	3,5	24	4,4	26	0,6	55	12,8	65	8,5	59	откл	откл	4,5	41	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-14)	5,7	39	9,3	57	3	25	13,3	129	2,7	37	0,7	8	5,7	29	2,3	48	откл	откл	откл	откл	0,8	37	откл	откл	ОН района 13 МВт
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево (рис. Д-15)	8,3	58	12	76	5,6	45	11,8	89	4,4	35	3,5	28	4,6	25	откл	откл	12,8	65	8,9	66	откл	откл	6,9	51	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	19	110	12,6	77	10,2	85	откл	откл	3,9	24	4,7	26	0,9	49	12,8	65	8,8	56	0,3	39	1,3	34	
откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево (Л-12) (рис.Д-16)	13,2	97	17	117	10,6	85	0	0	6,2	32	4,8	24	5,7	28	1,4	35	12,8	66	9,1	50	0,1	28	11,2	115	перенос разрыва
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС - Плиево	8	54	11,7	73	5,3	41	12,3	86	5,4	37	3,9	24	4,7	26	0,1	54	12,8	66	откл	откл	1	43	7,4	49	
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	7,7	53	11,4	71	5	39	10,9	78	4,7	36	4,2	29	5,1	30	2,6	63	12,8	65	откл	откл	откл	откл	6	42	

Примечание:
*- при снятии ограничений допустимого тока по условиям настройки РЗА на ПС 330 кВ Владикавказ-500 (в настоящее время установлено 200 А);
**- ограничение аварийно-допустимого тока по ВЛ 110 кВ по аварийно-допустимому току для оборудования (выключатель, ВЧЗ, ТТ и др);
1) ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево Л-13и Л-12 загружена равномерно по мощности и току, в таблице приведен переток (ток) по одной ВЛ 110 кВ, по второй он аналогичный;
2) отмечены режимы при переносе питания части ПС 35 кВ для разгрузки перегружаемого тр-ра 110/35/10(6) кВ ПС 110 кВ или для питания отключенных ПС 35 кВ, указана величина отключаемой нагрузки (ОН) необходимой для разгрузки перегружаемых тр-ров до допустимой, при отключении ВЛ 110 кВ Плиево – Вознесеновская-2 (Л-129) указана величина отключения нагрузки района (ОН района).

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

4.1.2.3 Этап 2019 г.

В режимах 2019 г., в энергосистеме Республики Ингушетия дополнительно к схеме 2018 г. учитывается:

- ввод новой ПС 110 кВ Плиево New, с установкой на первом пусковом этапе одного трансформатора 110/35/10 кВ 40 МВА, взамен демонтируемой ПС 110 кВ Плиево;
- ввод новой межсистемной ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная с подключением ее отпайкой к ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130);
- ввод новой ПС 110 кВ Вознесенская-3 с ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Малгобек-3 и ВЛ 110 кВ Вознесенская-2 – Вознесенская-3.

Перетоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2019 г. в нормальном и послеаварийных режимах приведены в таблице 4.1.5, 4.1.6 и на схемах потокораспределения в Приложении Е тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2.

1. Анализ режима работы сети 35-110 кВ на этапе 2019 года в нормальной схеме (Приложение Е, рис. Е-1, Е-8, Е-13, Е-16) показал, что при незначительном приросте потребления в энергосистеме по сравнению с 2017-2018 гг. загрузка трансформаторов ПС 110 кВ энергосистемы на этапе 2019 г. незначительно отличается от аналогичных режимов 2018 г. Нагрузка единственного трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New в нормальных режимах 2019 г. составит в зимний максимум – 35,4 МВА (88 % от установленной мощности), в летний максимум и зимний минимум – около 24,5 МВА (61 %), в летний минимум – 15,6 МВА (39 %).

Аварийное отключение в зимний максимум единственного трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New будет приводить к прекращению электроснабжения потребителей получающих питание с шин 10 и 35 кВ ПС Плиево New в объеме до 31,4 МВт (Приложении Е, рис. Е-2). Перевод питания отключенных ПС 35 кВ на питание от других ПС 110 кВ позволит обеспечить восстановление их электроснабжение (Приложении Е, рис. Е-3). В таком режиме питание всей нагрузки ПС 35 Экажево осуществляется от ПС 110 кВ Магас, питание ПС 35 кВ Сунжа-3, Троицкая-2, Сатурн-1 от ПС 110 кВ Назрань-2, питание ПС 35 кВ Карабулак, Троицкая-1, Новотроицкая, Слепцовская-35 от ПС 110 кВ Слепцовская-110 с переводом питания ПС 35 кВ Урожайная на ПС 110 кВ Галашки. При этом загрузка трансформаторов 110/35/6(10) кВ составит: на ПС 110 кВ Слепцовская-110 – 111 % от номинальной, на ПС 110 кВ Магас – 81 %, на ПС 110 кВ Назрань-2 – 60 %, на ПС 110 кВ Галашки – 71 %. Восстановление питания отключенной нагрузки ПС 110 кВ Плиево New на шинах 10 кВ величиной 9,7 МВт, возможно лишь при включении отключенного трансформатора.

В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России установка второго трансформатора мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New приближена по срокам ввода и планируется в 2018 г. Ввод второго трансформатора 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New обеспечит требуемую надежность электроснабжения существующих потребителей ПС 110 кВ Плиево, возможность присоединения новых потребителей в зоне влияния подстанции, также позволит в режимах, связанных с отключением трансформаторов на подстанциях 110кВ Слепцовская-110, Магас или Назрань-2 упростить схемно-режимные мероприятия по перераспределению нагрузки в сети 35 кВ в послеаварийных режимах.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	питания отключенной нагрузки ПС 110 кВ Плиево New на шинах 10 кВ величиной 3,7 МВт, возможно лишь при включении отключенного трансформатора. В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России установка второго трансформатора мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New приближена по срокам ввода и планируется в 2018 г. Ввод второго трансформатора 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New обеспечит требуемую надежность электроснабжения существующих потребителей ПС 110 кВ Плиево, возможность присоединения новых потребителей в зоне влияния подстанции, также позволит в режимах, связанных с отключением трансформаторов на подстанциях 110кВ Слепцовская-110, Магас или Назрань-2 упростить схемно-режимные мероприятия по перераспределению нагрузки в сети 35 кВ в послеаварийных режимах.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								46

2. Ввод новой ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная с подключением ее отпайкой к ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) обеспечивает полноценный второй источник питания Малгобекского энергоузла, исключая отключение от энергосистемы всех потребителей энергоузла в случае отключения ВЛ 110 кВ Плиево New - Вознесенская-2 или системы шин 110 кВ ПС 110 кВ Плиево New. Нагрузка новой ВЛ 110 кВ в расчетных, нормальных и послеаварийных режимах, составляет 5-31 МВт (30-153 А). При этом перетоки мощности по ВЛ 110 кВ Моздок –Моздок-110 и ВЛ 110 кВ Моздок – Терская в нормальной схеме (таблица 4.1.5) не превышают соответственно 38,6 МВт (189 А) и 11,6 МВт (57 А). Максимальная токовая нагрузка выше названных ВЛ 110 кВ в послеаварийных режимах не превышает в зимний максимум 49,1 МВт (240 А) и 41,1 МВт (202 А), в летний максимум нагрузок энергосистемы – 24 МВт (126 А) и 13,8 МВт (73 А) (Приложение Е, рис.Е-1 – Е-10 и таблица 4.1.5). На ВЛ 110 кВ Моздок – Моздок-110 и ВЛ 110 кВ Моздок – Терская подвешен провод АС-120, длительно допустимый ток провода составляет 437 А при температуре окружающего воздуха 10°С и 334 А при 35°С. Таким образом, при вводе ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная обеспечивается работа электрической сети 110 кВ в прилегающем районе в допустимых пределах как в нормальной схеме, так и в послеаварийных режимах.

Таблица 4.1.5 - Результаты расчета по обоснованию строительства ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная (отпайкой к Л-130)

Наименование схемы и режима	Перетоки мощности / токи по ВЛ 110 кВ, МВт/А			
	ВЛ 110 кВ Моздок-Моздок-110	ВЛ 110 кВ Моздок – Терская	ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная	ВЛ 110 кВ Плиево New – Вознесенская-2
Зимний максимум нагрузок 2020 г.				
Марка провода / длительно допустимый ток при температуре воздуха +10°С, А	АС-120 437	АС-120 437	АС-185 587	АС-95 380
Нормальная схема (рис. Е-1)	38,6/189	11,6/57	30/149	10,5/80
Отключена ВЛ 110 кВ Моздок-Моздок-110 (рис. Е-6)	откл.	41,1/202	20,4/103	1,2/49
Отключена ВЛ 110 кВ Моздок-Терская (рис. Е-7)	49,1/240	откл.	28,9/144	9,5/73
Отключена I СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Плиево New (рис. Е-4)	34,2/179	10,3/52	24,4/127	откл.*
Отключена II СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Плиево New (рис. Е-5)	40/195	12,1/60	31,9/160	12,3/91
Летний максимум нагрузок 2020 г.				
Марка провода / длительно допустимый ток при температуре воздуха +10°С, А	АС-120 334	АС-120 334	АС-185 449	АС-95 290
Нормальная схема (рис. Е-8)	13/70	3,8/19	4,9/30	15,4/78
Отключена ВЛ 110 кВ Моздок-Моздок-110	откл.	13,8/73	1,9/16	18,5/94
Отключена ВЛ 110 кВ Моздок-Терская	16,3/86	откл.	4,5/28	15,9/80
Отключена I СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Плиево New (рис. Е-9)	24/126	8,4/42	20,5/108	откл.*
Отключена II СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Плиево New (рис. Е-10)	13,3/69	3,9/19	5,3/29	15,1/77
Примечание: *) - ВЛ 110 кВ Плиево New – Вознесенская-2 отключена со стороны ПС 110 кВ Плиево New.				
Изм.	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			
Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Кроме повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и присоединения новых, строительство ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 – Предмостная позволит вывести в реконструкцию самую старую в энергосистеме республики ВЛ 110 кВ Плиево New – Вознесенская-2 с отпайкой на ПС 110 кВ Ачалуки, которая эксплуатируется 67 лет (с 1949 г.), и уже физически изношена (износ в 2016 г. 268 %).

3. В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ (таблица 4.1.6) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети энергосистемы, нагрузка ВЛ 35-110 кВ не превышает допустимой. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на подстанциях 110 кВ (кроме отключения единственного на ПС 110 кВ Плиево New, см. п.1) не вызывает перегрузку второго. В наиболее тяжелом аварийном режиме – отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево New (Приложение Е, таблица 4.1.6), также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети. Последствия отключения единственного трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New ликвидируются схемно-режимными мероприятиями. При переводе на неповрежденную систему шин ПС 110 кВ Плиево New всех отключенных присоединений 110 кВ, электроснабжение Ингушской энергосистемы обеспечивается в полном объеме.

В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, также не выявлено перегрузок в сети 110 кВ. При выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок нагрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой (приложение Е, рис.Е-11 и Е-19). Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ и выше, также не выявил перегрузок, нагрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево New не превысит 75,5 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C (приложение Е, рис.Е-12).

Остальные выводы и рекомендации из анализа режимов на этапах 2017-2018 гг. актуальны и для схемы 2019 года.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			48

Таблица 4.1.6 – Перетоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в режимах 2019 г.

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см. примеч.1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
1. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 147 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°C, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-185 587(704)		АС-150 518 (600)**		
- нормальная схема (рис. Е-1)	11,4	93	19	128	5,7	71	6	112	5,9	43	10,9	61	11,8	64	17,3	91	5,4	71	29,5	144	7,5	47	30	149	14,6	97	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	12	92	19,7	128	6,3	68	2,9	89	4,9	48	10,7	57	11,6	61	14,1	71	6,1	70	26,1	128	5,1	30	30,8	153	12,3	75	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	10,9	92	18,4	127	5,1	71	7,9	115	6,4	45	10,1	56	11	59	20,4	107	4,1	59	32,7	160	9,9	60	28,6	141	16,3	104	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	25,3	178	11,9	120	5,1	118	3,1	20	11	61	11,9	64	17,4	91	5,6	71	29,6	144	7,6	47	30,2	150	17	97	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	21,8	161	откл	откл	13,3	70	4,4	118	1,2	11	11	61	12	64	17,5	91	5,6	71	29,6	144	7,6	47	30,3	150	18,7	103	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	14,6	131	13,3	69	откл	откл	5,5	117	4,6	27	10,9	61	11,9	64	17,4	91	5,5	71	29,5	144	7,6	47	30,1	150	15,8	93	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	10,2	102	17,8	135	4,4	83	6,3	165	6,3	42	10,4	56	11,4	60	16,6	86	5,3	65	28,7	140	7	43	29,9	148	17,6	130	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	9	77	16,6	112	3,2	56	6,3	111	откл	откл	10,8	60	11,8	63	17,3	91	5,3	71	29,4	143	7,5	47	29,9	149	13,6	97	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	17,1	98	24,8	137	11,5	70	11,4	142	2,8	47	10,3	56	11,2	60	16,5	86	4,9	65	28,7	140	6,9	44	29,5	146	откл	откл	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	11,9	94	19,5	130	6,1	72	4,3	110	5,3	42	откл	откл	14,6	79	18,2	95	6,3	78	30,4	148	8,2	50	30,9	155	13,2	90	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	12,7	100	20,4	136	7	77	5,3	109	4,8	39	13,7	76	откл	откл	18,1	95	6,2	77	30,3	148	8,1	50	30,9	154	14,7	94	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	12,1	95	19,7	130	6,3	72	3,3	108	4,9	41	12,1	67	13,1	70	откл	откл	6,3	76	33,1	161	10,1	60	30,9	154	12,2	86	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	12,5	97	20,2	133	6,8	74	1,6	114	4,1	38	13,1	71	14	74	23,2	119	7,2	78	откл	откл	12	67	31,9	159	10,6	85	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	11,7	94	19,3	129	6	71	4,8	109	5,5	43	11,4	64	12,3	67	18,7	99	5,7	74	31	151	откл	откл	30,4	151	13,6	92	
- откл.см.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Е-4)	20,5	119	28,3	158	14,9	91	7	40	0,1	48	1,6	10	14,8	79	20,4	108	откл	откл	откл	откл	9,9	61	24,4	127	откл	откл	
- откл.см.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Е-5)	12,1	103	19,7	138	6,3	82	3	134	4	39	14,3	80	5,9	32	откл	откл	7,1	81	35,7	174	откл	откл	31,9	160	11,5	101	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	13	97	20,6	134	7,2	74	0,2	108	3,7	39	14,4	79	15,3	82	19,5	101	24,9	132	31,7	154	9,2	54	откл	откл	9,2	76	
2. Режим летних максимальных нагрузок 2019 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 112 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°C, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- нормальная схема (рис. Е-8)	10	70	16	101	5,7	48	10,4	102	5,7	30	6,7	34	5,3	29	15,3	98	15,4	78	24,2	126	7,1	64	4,9	30	3,6	54	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	4,2	64	10	91	0,3	50	15,1	141	4,4	25	2,3	14	1	7	39,3	213	15,5	77	48,5	244	25,7	147	4,9	35	18,5	129	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	13,7	81	19,8	114	9,5	58	23	137	8,6	45	0,5	16	0,9	13	7,7	45	0,3	55	1,1	17	10,7	58	20,2	101	14	77	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	21,4	138	11,1	85	11,3	107	8,2	40	6,6	33	5,3	29	15,3	98	15,3	77	24,2	126	7,1	64	5	31	1,5	40	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	18,6	123	откл	откл	10,2	57	11,8	110	9,6	47	6,6	33	5,2	28	15,4	98	15,3	77	24,2	126	7,2	64	5,1	31	0,1	36	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	13,1	95	10,2	56	откл	откл	10,9	106	7,1	34	6,7	34	5,3	29	15,3	98	15,4	77	24,2	126	7,1	64	5	31	2,3	44	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	11,2	82	17,2	113	7	60	16,2	153	6,1	30	6,3	33	4,9	29	15,4	95	15	75	24,2	125	7,2	61	5,4	35	6,4	82	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	12,3	76	18,3	108	8	53	10,6	102	откл	откл	6,6	33	5,2	28	15,4	98	15,3	77	24,3	127	7,2	64	5,1	31	2,5	54	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	8,6	52	14,5	84	4,2	29	11,8	120	5	33	6,5	33	5,1	29	15,4	96	15,2	76	24,2	125	7,1	62	5,2	33	откл	откл	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	9,7	69	15,7	100	5,4	48	9,3	100	5,4	28	откл	откл	6,8	36	14,8	95	16,2	81	23,6	123	6,7	62	4,2	28	2,7	54	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	10,5	75	16,5	106	6,2	53	8,1	95	5,7	29	8,3	42	откл	откл	14,6	95	16,4	82	23,4	123	6,5	62	3,9	27	0,9	48	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	10,6	70	16,6	102	6,3	48	13	102	6,6	36	5,8	29	4,4	23	откл	откл	14,6	75	27,3	144	9,3	77	5,7	31	5,7	51	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	10,9	72	16,9	104	6,7	50	14,2	110	7,1	37	5,1	25	3,7	20	20,1	121	14	72	откл	откл	10,8	80	6,4	35	6,8	57	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	10,3	70	16,3	101	6	47	11,6	100	6,1	33	6,4	31	5	26	16,5	107	15,1	77	25,5	135	откл	откл	5,2	30	4,5	50	
- откл.см.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Е-9)	10,8	64	16,8	96	6,5	41	5,7	32	5,2	35	1,2	9	7,6	44	16,5	104	откл	откл	откл	откл	8	68	20,5	108	откл	откл	
- откл.см.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Е-10)	11,8	78	17,8	109	7,5	56	15,9	120	6,9	38	7,9	39	7,3	41	откл	откл	15,1	77	28,6	153	откл	откл	5,3	29	8,4	65	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	10,2	71	16,2	103	6	49	11,3	107	6,1	32	6	31	4,6	26	15,6	98	20,4	107	24,5	127	7,3	63	откл	откл	4,5	58	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

49

Продолжение таблицы 4.1.6

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая загрузка (А) ВЛ 110 кВ:																											
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см. примеч.1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево			
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)			
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	27,1	161	16,8	106	12	109	откл	откл	7,6	38	12,4	61	15,5	98	15,1	76	24,4	127	7,3	64	5,3	32	1,1	38		
- откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево (Л-12) (рис.Е-11)	17,3	127	23,4	159	13,1	107	откл	откл	8,5	42	5,7	34	4,3	32	15,6	90	14,3	70	24,2	122	7,3	55	6,1	44	8,8	131		
откл.ВЛ 330 кВ В-2-Грозный при совместном ремонте ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево (Л-12/Л-13) (рис.Е-12)	1	129	4,8	148	5,6	123	откл	откл	5,8	46	5,1	30	3,7	28	36,2	194	19,5	97	45,3	226	23,3	131	1	47	43,2	299		
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС – Плиево Новая	5,8	66	11,6	94	1,3	49	9	126	2,3	15	0,4	11	4,4	32	50,8	271	13,4	69	откл	откл	34,6	191	7	39	13,1	108		
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево Новая при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	11,5	73	17,5	105	7,2	50	16,5	111	7,9	42	5,3	26	10,1	52	22,4	137	14	74	откл	откл	откл	откл	6,4	33	8,7	57		
3. Режим зимних минимальных нагрузок 2019 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 103 МВт.																												
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°С, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-185 587(704)		АС-150 518 (600)**			
- нормальная схема (рис. Е-13)	10,2	80	15,6	104	6,2	65	2,2	84	2,8	55	11,6	66	12,3	68	0,4	25	7,8	66	9,5	48	2,4	26	25,3	127	4,8	50		
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	14,7	91	20,2	117	10,8	72	21,8	123	5,1	73	8,4	50	9,1	52	17,9	88	8,5	68	8,8	48	16,6	81	26	131	12,2	61		
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	8,1	76	13,5	98	4,1	62	4,6	91	4,3	53	7,7	48	8,3	50	13,6	76	1,5	43	22,7	111	7,8	51	15,8	80	10,4	72		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	21,2	146	11,7	107	3,1	90	0,3	37	11,7	66	12,3	68	0,5	25	7,8	66	9,6	48	2,4	26	25,4	127	6,9	45		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	18,7	135	откл	откл	9,4	48	3,6	92	1	35	11,7	66	12,4	68	0,5	24	7,9	66	9,6	48	2,3	26	25,4	127	8,1	48		
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	13,6	114	9,4	48	откл	откл	2,8	90	1,3	39	11,6	66	12,3	68	0,4	25	7,8	66	9,5	48	2,4	26	25,3	127	6	43		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	10,3	89	15,7	112	6,3	75	4,7	125	2,8	52	11,6	64	12,2	66	0,2	20	7,7	62	9,3	46	2,5	23	25,2	125	4,6	73		
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	9	61	14,4	87	5	44	2,1	82	откл	откл	11,5	66	12,2	68	0,4	26	7,7	67	9,5	48	2,4	27	25,2	127	4,3	58		
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	12,1	75	17,5	101	8,1	56	0,5	99	1,8	62	11,4	64	12,1	66	0,1	23	7,5	63	9,2	46	2,6	25	25	125	откл	откл		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	10,7	81	16	105	6,6	65	4	84	2,2	55	откл	откл	15	84	1,3	27	8,9	73	10,4	52	1,7	26	26,5	133	3,2	45		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	11,6	87	17	111	7,6	70	3,3	82	1,6	53	14,4	83	откл	откл	1,3	27	8,9	73	10,4	52	1,7	26	26,5	133	4,6	45		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	10,2	80	15,6	103	6,2	64	2,4	82	2,8	56	11,6	66	12,2	68	откл	откл	7,7	67	9,6	49	2,4	28	25,3	127	4,7	48		
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	10,6	82	16	105	6,5	66	3,6	88	2,2	54	12,3	69	13	71	2,3	29	8,4	68	откл	откл	0,9	25	25,9	130	3,5	48		
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	10,1	80	15,5	103	6,1	64	1,9	82	3	56	11,4	65	12,1	67	0,1	27	7,6	66	9	46	откл	откл	25,1	126	5	49		
- откл.см.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Е-14)	12,2	77	17,6	103	8,2	59	5,2	29	2,1	69	1,1	9	16,5	90	2,4	32	откл	откл	откл	откл	0,9	27	17,3	88	откл	откл		
- откл.см.2 ПС 110 кВ Плиево Новая(рис. Е-15)	10,4	86	15,8	109	6,4	71	2,6	99	2,6	56	12,9	76	4,2	22	откл	откл	8,2	70	9,6	49	откл	откл	25,7	130	4,2	60		
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	11,5	83	16,9	108	7,5	67	7,4	88	1	56	14,4	81	15,1	83	2,1	28	17,3	88	11,3	56	1,1	25	откл	откл	0,3	39		
4. Режим летних минимальных нагрузок 2019 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 70,6 МВт.																												
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)			
- нормальная схема (рис. Е-16)	6,8	51	10,6	70	4,1	38	7,3	74	3,5	29	1,6	10	1,4	15	1,1	50	0,1	17	7,1	51	1,8	41	12,9	62	2,9	40		
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	7,4	53	11,2	72	4,8	39	10	78	4,6	34	1,2	7	1,8	14	3,8	51	0,1	14	4,4	42	3,9	43	13,2	64	5,3	42		
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	6,7	51	10,4	69	4	38	6,8	72	3,4	29	1,2	9	1,8	16	0	48	1	19	8,1	53	1	39	12,1	58	2,5	39		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	14,3	97	7,8	65	7,9	78	5,2	28	1,6	10	1,4	15	1,1	49	0,1	17	7,1	50	1,8	40	13	63	1,5	30		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	12,6	88	откл	откл	6,4	35	8,2	80	6,1	31	1,7	10	1,4	14	1	49	0	16	7,1	50	1,8	40	13	63	0,6	27		
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	9,1	72	6,4	35	откл	откл	7,7	77	4,5	26	1,6	10	1,4	15	1,1	50	0,1	17	7,1	50	1,8	40	13	62	2	32		
																		7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1										Лист
																												50
												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата											

Продолжение таблицы 4.1.6

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	7,8	60	11,5	79	5,1	48	11,2	108	3,7	28	1,8	9	1,2	12	0,9	46	0,2	13	7,1	48	1,7	37	13,2	64	5	61	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	8,2	50	12	70	5,6	36	7,4	73	откл	откл	1,6	10	1,4	15	1	50	0,1	17	7,1	51	1,8	41	13	63	2,3	43	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	5,7	38	9,4	57	3	24	8,4	88	2,9	34	1,8	9	1,3	13	1	47	0,1	15	7,1	49	1,8	39	13,1	63	откл	откл	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	6,9	52	10,7	71	4,2	39	7,6	75	3,6	29	откл	откл	1,6	20	0,9	50	0,1	18	7,2	51	1,7	40	13,2	64	3,2	41	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	8,1	59	11,9	78	5,4	46	6,8	71	4,3	29	1,8	13	откл	откл	1	50	0,1	18	7,2	51	1,7	41	13,2	64	1,6	35	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	6,8	50	10,6	69	4,1	37	7,3	67	3,4	31	1,4	11	1,7	18	откл	откл	0,3	20	6,8	56	2,1	46	12,8	62	2,8	34	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	7,1	52	10,9	71	4,4	39	8,5	74	3,9	31	2	13	1	16	0,3	55	0,3	19	откл	откл	0,8	44	13,4	64	3,9	40	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	6,8	50	10,5	69	4,1	37	7,2	69	3,4	30	1,4	10	1,7	17	1,5	55	0,3	19	6,7	53	откл	откл	12,8	62	2,7	36	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая(рис. Е-17)	5,8	39	9,5	58	3,1	26	3,8	21	2,6	37	0,8	8	7,5	48	0,4	49	откл	откл	откл	откл	0,7	39	13,1	66	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая(рис. Е-18)	7,3	54	11	73	4,6	41	8,1	75	3,2	32	1,4	4,2	4,7	25	откл	откл	0,6	21	6,3	58	откл	откл	12,5	60	3,5	40	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	7,5	54	11,3	73	4,8	40	9,9	82	4,5	32	3,1	17	0,1	15	0,2	49	13,1	66	7,9	53	1,1	40	откл	откл	5,2	46	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	17,9	106	11,4	72	8,3	78	откл	откл	1,8	10	1,3	15	0,9	49	0,1	17	7,2	51	1,7	40	13,2	63	0,1	32	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево (Л-12) (рис.Е-19)	11,8	91	15,7	110	9,2	79	откл	откл	5,2	28	2,3	12	0,7	6	0,7	38	0,7	7	7,2	43	1,6	31	13,8	68	7	99	
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС – Плиево Новая	7,6	53	11,4	72	4,9	39	10,6	78	4,8	35	1,5	9	1,5	15	2,7	55	0,4	16	откл	откл	3,1	45	13,5	65	5,8	42	
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево Новая при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	7,1	51	10,9	69	4,4	37	8,5	69	3,8	33	2,6	22	3,5	23	0,1	61	0,1	21	откл	откл	откл	откл	13,2	64	3,8	35	

Примечание:
*- при снятии ограничений допустимого тока по условиям настройки РЗА на ПС 330 кВ Владикавказ-500 (в настоящее время установлено 200 А);
**- ограничение аварийно-допустимого тока по ВЛ 110 кВ по аварийно-допустимому току для оборудования (выключатель, ВЧЗ, ТТ и др);
1) ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево Л-13и Л-12 загружена равномерно по мощности и току, в таблице приведен переток (ток) по одной ВЛ 110 кВ, по второй он аналогичный;
2) курсивом отмечены названия режимов, в которых необходим перенос разрывов для питания отключенных ПС 35 кВ.

4.1.2.4 Этап 2020 г.

На этапе 2020 г. по сравнению с 2019 г. небольшое влияние на режимы работы сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия окажет только намеченный (согласно утвержденной «ИП ПАО «МРСК СК» на 2016-2020 гг.») ввод второго трансформатора мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New.

Перстоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ Ингушской энергосистемы на этапе 2020 г. в нормальном и послеаварийных режимах приведены в таблице 4.1.7 и на схемах потокораспределения в Приложении Ж тома 7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ2.

Из анализа результатов расчетов режимов 2020 г. можно сделать следующие выводы:

1. Ввод второго трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New обеспечивает необходимую надежность электроснабжения потребителей в зоне влияния подстанции при отключении одного из трансформаторов 110/35/10 кВ и повышает оперативность осуществления схемно-режимных мероприятий в сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Плиево New (Приложение Ж, рис. Ж-2). Нагрузка трансформатора 110/35/10 кВ 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New в режиме (n-1) в зимний максимум нагрузки не превышает 88 % номинальной. Отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево New (наиболее тяжелый аварийный режим), не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети энергосистемы, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превышает допустимой. В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, также не выявлено перегрузок в сети 110 кВ. При выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок загрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой (приложение Ж, рис. Ж-8). Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ и выше, также не выявил перегрузок, загрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево New не превысит 74 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C.

2. Учитывая незначительный прирост потребления Ингушской энергосистемой по сравнению с 2017-2019 г. г. при сохранении конфигурации сети 35-110 кВ, загрузка элементов сети 35-110 кВ Ингушской энергосистемы незначительно отличается от аналогичной в режимах 2019 г. Все остальные выводы и рекомендации из анализов режимов 2017-2019 г. актуальны и для схемы 2020 г.

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

Таблица 4.1.7 – Перетоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в режимах 2020 г.

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см.примеч.1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалук (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
1. Режим зимних максимальных нагрузок 2020 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 148 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°С, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-185 587(704)		АС-150 518 (600)**		
- нормальная схема (рис. Ж-1)	11,8	92	19,5	127	6	69	4,4	118	4,7	28	11	66	11,9	69	17,5	95	0,6	49	29,8	146	7,6	53	25,4	124	13	97	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	12,4	90	20,2	127	6,6	66	1,1	102	3,4	27	10,6	62	11,6	65	14,2	76	1	47	26,4	128	5,1	38	25,7	126	10,4	78	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	11,3	90	19	126	5,4	68	6,2	122	5	29	10,1	61	11,1	64	20,4	111	0,8	42	32,8	161	9,8	65	23,9	117	14,5	104	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	26	176	12,4	117	3,4	124	1,8	10	11	66	12	69	17,5	95	0,7	49	29,8	146	7,6	53	25,5	125	15,5	95	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	22,4	159	откл	откл	13,5	71	2,7	125	0,1	9	11,1	66	12,1	69	17,6	95	0,8	49	29,9	146	7,7	53	25,5	125	17,2	100	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	15,1	128	13,5	70	откл	откл	3,9	123	3,2	16	11	66	12	69	17,5	95	0,7	49	29,8	146	7,6	53	25,4	124	14,3	92	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	10,9	102	18,6	135	5,1	82	4	174	5	28	10,6	62	11,6	64	16,8	90	0,4	43	29,1	142	7,1	48	25,2	123	15,3	132	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	9,9	82	17,6	117	4,1	60	4,6	118	откл	откл	10,9	66	11,9	69	17,4	95	0,5	49	29,7	145	7,5	53	25,3	124	12,2	97	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	16,9	93	24,7	133	11,2	64	9,1	149	2	34	10,4	62	11,4	65	16,7	90	0,2	44	29	142	7	49	24,9	122	откл	откл	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	12,2	92	20	129	6,4	69	2,6	115	4,1	27	откл	откл	14,6	85	18,3	100	1,4	54	30,7	150	8,3	57	26,2	129	11,5	90	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	13,8	102	21,5	139	8	79	3,7	113	3,1	20	13,8	83	откл	откл	18,3	100	1,5	54	30,7	150	8,3	56	26,2	129	13,5	93	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	12,5	93	20,2	129	6,7	69	1,6	113	3,6	26	12,2	73	13,1	76	откл	откл	1,4	53	33,4	164	10,2	66	26,2	128	10,6	86	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	12,9	95	20,7	132	7,2	72	0,3	120	2,9	22	13,1	77	14,1	79	23,3	124	2,2	53	откл	откл	12,1	73	27	132	8,9	86	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	12,1	92	19,8	128	6,3	69	3,1	114	4,3	28	11,4	69	12,4	72	18,9	104	0,9	51	31,3	154	откл	откл	25,7	126	12	91	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Ж-3)	16,2	92	24	131	10,5	63	7,4	42	0,6	39	1,6	10	16	88	23,1	119	откл	откл	откл	откл	12	68	24,7	129	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Ж-4)	12,8	102	20,5	137	7	79	0,5	137	2,7	25	14,3	88	6	32	откл	откл	2,3	56	36,2	178	откл	откл	27,1	133	9,2	99	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	13,1	96	20,9	132	7,3	72	0,9	119	2,7	22	14	81	15	84	19,2	103	25,3	132	31,6	154	9	58	откл	откл	8,4	83	
2. Режим летних максимальных нагрузок 2020 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 112 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- нормальная схема (рис. Ж-5)	10	70	16	101	5,7	48	10,4	101	5,6	30	7,8	39	12,5	61	15,2	97	15,2	76	24,1	126	7	64	5,2	32	3,5	53	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	4,3	64	10,1	90	0,2	49	15	138	4,5	25	3,4	17	8,1	42	39	212	15,3	76	48,3	242	25,5	145	5,1	37	18,5	127	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	13,7	81	19,8	113	9,5	57	22,8	135	8,5	45	1,6	13	6,3	39	7,8	46	0,8	51	0,9	17	10,8	59	21,3	106	13,8	76	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	21,4	138	11,1	85	11,3	106	8,1	39	7,7	38	12,4	61	15,2	97	15,1	76	24,1	126	7	63	5,3	33	1,4	39	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	18,7	123	откл	откл	10,3	57	11,8	109	9,6	47	7,6	38	12,4	61	15,3	97	15	75	24,2	126	7,1	63	5,3	33	0	35	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	13,1	95	10,3	56	откл	откл	10,9	105	7	34	7,7	38	12,5	61	15,2	97	15,1	76	24,1	126	7	63	5,2	32	2,3	43	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	11,3	81	17,3	113	7	60	16,2	151	6	30	7,4	38	12,1	59	15,4	95	14,8	73	24,2	124	7,1	61	5,6	37	6,4	81	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	12,3	75	18,3	107	8	52	10,6	101	откл	откл	7,7	38	12,4	61	15,3	98	15,1	76	24,2	126	7,1	64	5,3	32	2,4	53	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	8,6	52	14,6	84	4,3	29	11,7	119	4,9	33	7,6	38	12,3	60	15,3	96	15	75	24,1	125	7	62	5,4	34	откл	откл	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	9,8	69	15,7	100	5,5	47	9,4	99	5,3	28	откл	откл	15,1	74	14,7	95	16	80	23,5	123	6,6	62	4,4	30	2,6	53	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	12	84	18	116	7,7	63	8	93	6,6	32	9,7	48	откл	откл	14,7	95	15,8	79	23,6	123	6,6	62	4,6	31	0,2	42	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	10,6	70	16,6	102	6,3	48	12,9	101	6,5	35	6,9	34	11,6	58	откл	откл	14,3	73	27,2	143	9,2	77	6	33	5,6	50	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	10,9	72	17	104	6,7	50	14,1	109	7	37	6,1	30	10,9	54	19,9	121	13,7	70	откл	откл	10,6	80	6,7	37	6,8	56	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	10,3	70	16,3	101	6	47	11,6	99	6	33	7,4	36	12,2	60	16,4	107	14,9	75	25,4	135	откл	откл	5,5	32	4,4	49	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Ж-6)	8,8	54	14,7	85	4,4	30	5,9	33	4,6	34	1,2	9	13,7	67	18,4	108	откл	откл	откл	откл	9,4	68	20,4	108	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. Ж-7)	11,8	78	17,8	109	7,5	55	15,8	119	6,8	37	8,9	44	7,4	41	откл	откл	14,8	76	28,5	152	откл	откл	5,6	31	8,2	64	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	10,3	71	16,3	103	6	49	11,4	107	6,1	31	7	35	11,8	58	15,5	98	20,5	107	24,4	127	7,2	63	откл	откл	4,5	57	

Взам инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Продолжение таблицы 4.1.7

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая загрузка (А) ВЛ 110 кВ:																											
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л1-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л1-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л1-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л1-12/Л1-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л1-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л1-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л1-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л1-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево			
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)			
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л1-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л1-203)	откл	откл	27,1	161	16,8	105	11,9	108	5,7	66	7,5	37	12,2	60	15,4	98	14,9	74	24,3	126	7,2	64	5,5	34	1,1	38		
- откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево(Л1-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево (Л1-12) (рис.Ж-8)	17,3	127	23,4	158	13,1	106	откл	откл	8,4	41	6,8	38	11,5	57	15,5	90	14,1	69	24,2	122	7,2	55	6,3	46	8,8	129		
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС – Плиево Новая	5,7	66	11,6	94	1,3	49	9,2	125	2,4	15	0,3	11	4,5	32	50,7	271	12,2	62	откл	откл	34,5	191	8,1	46	13,3	108		
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево Новая при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	11,4	72	17,5	104	7,2	50	16,3	110	7,8	42	5,5	27	10,2	52	22,3	137	13	68	откл	откл	откл	откл	7,4	38	8,5	56		
3. Режим зимних минимальных нагрузок 2020 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 103,6 МВт.																												
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°С, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-185 587(704)		АС-150 518 (600)**			
- нормальная схема (рис. Ж-9)	10,2	80	15,6	104	6,2	65	2	86	2,9	54	11,4	66	12,1	68	0,4	28	8,8	67	9,5	49	2,4	28	26,3	130	4,9	52		
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	14,5	90	20	116	10,6	71	21,3	119	4,8	73	8,4	50	9,1	52	17,6	86	9,6	69	8,5	48	16,4	80	27,1	134	11,6	58		
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	8,1	76	13,5	98	4	63	4,8	92	4,4	54	7,7	48	8,4	50	13,4	78	0,5	38	22,6	112	7,7	52	16,7	84	10,6	74		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л1-151)	откл	откл	21,1	146	11,7	107	2,9	92	0,4	36	11,5	66	12,2	68	0,5	27	8,9	67	9,6	49	2,4	28	26,3	131	7	47		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л1-150)	18,7	135	откл	откл	9,4	48	3,4	93	0,9	34	11,5	66	12,2	68	0,5	27	8,9	67	9,6	49	2,3	27	26,4	131	8,3	50		
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л1-153)	13,6	114	9,4	48	откл	откл	2,6	91	1,5	39	11,4	66	12,1	68	0,4	27	8,8	67	9,6	48	2,4	28	26,3	130	6,2	45		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л1-13)	10,3	89	15,7	112	6,3	75	4,4	127	2,9	51	11,4	64	12,1	66	0,2	23	8,7	63	9,3	46	2,5	25	26,1	129	4,7	75		
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	9	61	14,4	86	5	45	1,9	84	откл	откл	11,3	66	12	68	0,4	29	8,7	67	9,5	49	2,4	29	26,2	130	4,4	59		
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	12,1	75	17,5	100	8,1	56	0,3	102	1,9	62	11,2	64	11,9	66	0,1	25	8,5	64	9,2	46	2,6	27	26	128	откл	откл		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л1-121)	10,6	81	16	105	6,6	65	3,8	85	2,3	55	откл	откл	14,8	84	1,3	30	10	74	10,4	53	1,7	28	27,5	137	3,4	46		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л1-122)	11,6	87	17	111	7,6	71	3	83	1,7	52	14,2	83	откл	откл	1,3	30	10	74	10,4	53	1,7	28	27,5	137	4,8	46		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л1-102)	10,2	80	15,6	103	6,2	64	2,2	83	2,9	56	11,4	67	12,1	69	откл	откл	8,8	68	9,6	50	2,4	31	26,2	131	4,8	49		
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	10,6	82	15,9	105	6,5	66	3,5	88	2,4	54	12,1	69	12,8	71	2,3	32	9,4	69	откл	откл	0,9	27	26,9	133	3,6	50		
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	10,1	80	15,5	103	6,1	64	1,7	83	3,1	56	11,2	66	11,9	68	0,1	30	8,6	67	9,1	47	откл	откл	26,1	130	5,2	51		
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис.Ж-10)	11,7	75	17,1	100	7,7	57	5,4	30	1	67	1,1	9	17,1	94	4,4	33	откл	откл	откл	откл	0,7	24	17,2	87	откл	откл		
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая(рис. Ж-11)	10,3	86	15,7	109	6,3	71	2,2	100	2,7	56	12,6	76	4,2	22	откл	откл	9,2	71	9,6	50	откл	откл	26,7	133	4,5	62		
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	11,5	84	17	108	7,5	67	7,4	90	1	55	14,4	82	15	84	2,2	31	17,3	87	11,4	57	1	27	откл	откл	0,2	41		
4. Режим летних минимальных нагрузок 2020 г. Потребление энергосистемы Республики Ингушетия 70,6 МВт.																												
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)			
- нормальная схема (рис. Ж-12)	6,8	51	10,5	69	4,1	38	7,2	72	3,4	29	2,3	18	3,1	19	1,2	49	0,4	15	6,9	50	1,9	40	13,3	64	2,9	39		
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	7,4	51	11,1	70	4,7	38	10	74	4,5	35	1,9	15	2,8	16	3,9	48	0,7	12	4,2	39	4	41	13,6	66	5,2	38		
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	6,6	50	10,3	69	4	38	6,7	71	3,3	29	2	17	2,8	18	0,2	49	0,3	15	7,9	53	1,2	39	12,6	60	2,5	39		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л1-151)	откл	откл	14,2	96	7,8	65	7,8	76	5	28	2,3	18	3,2	19	1,2	48	0,5	15	7	49	1,9	40	13,4	64	1,4	29		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л1-150)	12,4	87	откл	откл	6,3	34	8,2	78	5,9	31	2,3	18	3,2	20	1,2	48	0,5	15	7	49	1,9	39	13,4	64	0,6	26		
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л1-153)	9	71	6,4	34	откл	откл	7,6	75	4,3	27	2,3	18	3,2	19	1,2	49	0,5	15	7	49	1,9	40	13,3	64	2	31		
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л1-13)	7,7	60	11,4	78	5	47	11,1	106	3,6	28	2,5	17	3,4	19	1,1	45	0,7	12	7	47	1,8	37	13,6	66	4,9	59		
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	8,1	49	11,8	69	5,5	35	7,4	71	откл	откл	2,3	18	3,2	20	1,2	49	0,5	16	7	50	1,9	40	13,4	64	2,2	42		
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	5,7	38	9,3	56	3	24	8,3	85	2,8	34	2,4	17	3,3	19	1,1	47	0,6	13	7	48	1,9	38	13,5	65	откл	откл		
																		7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1										Лист
												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата											54

Продолжение таблицы 4.1.7

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	6,9	51	10,6	70	4,2	38	7,6	73	3,5	30	откл	откл	3,7	23	1,1	49	0,7	16	7,1	50	1,8	40	13,5	65	3,2	40	
-откл. ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	8	58	11,7	77	5,4	45	6,7	69	4,2	30	2,9	22	откл	откл	1,1	49	0,7	16	7,1	50	1,8	40	13,5	65	1,6	34	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	6,8	49	10,5	68	4,1	36	7,2	66	3,3	32	2	20	2,9	21	откл	откл	0,3	18	6,7	54	2,2	45	13,2	63	2,7	33	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	7,1	51	10,8	70	4,4	38	8,4	73	3,8	32	2,7	21	3,6	22	0,1	54	0,8	17	откл	откл	0,9	43	13,7	66	3,8	38	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	6,7	50	10,4	68	4,1	37	7,1	68	3,2	31	2	19	2,9	20	1,7	54	0,3	17	6,6	52	откл	откл	13,2	63	2,6	35	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая(рис. Ж-13)	5,6	39	9,3	57	2,9	25	3,8	21	2,9	37	0,7	8	5,4	28	1,3	45	откл	откл	откл	откл	0	36	12,9	65	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая(рис. Ж-14)	7,2	53	10,9	72	4,5	40	7,8	73	3,1	33	1,2	22	4,6	25	откл	откл	0,1	19	6,1	56	откл	откл	12,8	62	3,3	39	
-откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	7,5	53	11,2	72	4,8	40	9,9	81	4,4	32	3,9	25	4,7	27	0,3	48	12,9	65	7,8	52	1,2	39	откл	откл	5,3	45	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	17,6	104	11,3	70	8,2	76	откл	откл	2,4	18	3,3	20	1,1	49	0,6	15	7,1	50	1,8	40	13,5	65	0,1	31	
-откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево Новая(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево Новая(Л-12)	11,7	90	15,5	108	9,1	78	откл	откл	5,1	28	3	15	3,8	19	0,9	37	1,2	7	7,1	42	1,7	31	14,1	69	7	96	
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС – Плиево Новая	7,5	52	11,2	70	4,9	38	10,5	75	4,7	36	2,2	17	3,1	19	2,9	51	0,9	14	откл	откл	3,2	42	13,8	67	5,6	39	
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево Новая при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	7	50	10,7	69	4,4	37	8,4	68	3,7	33	2,5	22	3,4	23	0,2	60	0,7	19	откл	откл	откл	откл	13,6	66	3,7	33	

Примечание:

- *- при снятии ограничений допустимого тока по условиям настройки РЗА на ПС 330 кВ Владикавказ-500 (в настоящее время установлено 200 А);
- ** - ограничение аварийно-допустимого тока по ВЛ 110 кВ по аварийно-допустимому току для оборудования (выключатель, ВЧЗ, ТТ и др);
- 1) ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево Л-13и Л-12 загружена равномерно по мощности и току, в таблице приведен переток (ток) по одной ВЛ 110 кВ, по второй он аналогичный;
- 2) курсивом отмечены названия режимов, в которых необходим перенос разрывов для питания отключенных ПС 35 кВ.

4.1.2.5 Этап 2021 г.

На этапе 2021 г. (последний год рассматриваемого в данной работе периода) по сравнению с 2020 г. в энергосистеме Республики Ингушетия не намечено развитие сети 35-110 кВ (кроме проведения реконструкции), конфигурация сети 35-110 кВ не изменяется.

Режим зимнего максимума нагрузок 2021 г.

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в зимний максимум на этапе 2021 года в нормальной схеме (Приложение 3, рис. 3-1) показал что:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Наиболее загружена ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево New – 30 МВт (145 А), что не превышает 21 % от длительно допустимого тока при температуре плюс 10° С. Загрузка ВЛ 35 кВ не превышает длительно допустимой, наиболее загружена ВЛ 35 кВ Назрань-2 - Водонасосная – 14 МВт (233 А), что составляет 76,4 % от длительно допустимого тока при температуре плюс 10° С для провода АС-70;

- загрузка тр-ров 110/35/6(10) кВ составит на ПС 110 кВ Назрань по 53 % от длительно допустимого тока, ПС 110 кВ Назрань-2 – 56 %, ПС 110 кВ Магас до 58 %, ПС 110 кВ Плиево до 43 % и ПС 110 кВ Слепцовская-110 до 33 %, ПС 110 кВ Вознесенская-2 – 43 %;

- напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 117-118 кВ на ПС 110 кВ Плиево New – 117,5 кВ, в сети 35 кВ на уровне 35-38 кВ.

В послеаварийных режимах при отключении одного тр-ра 110/35/6 (10) кВ на подстанциях 110 кВ загрузка второго по току составит:

- на ПС 110 кВ Назрань – 111 %, (при переводе нагрузки всех потребителей ПС 35 кВ Кантышево на ПС Назрань-2 загрузка ПС Назрань снижается до 83,5 %);

- на ПС 110 кВ Назрань-2 – 119 %, (при переводе нагрузки всех потребителей ПС 35 кВ Кантышево на ПС Назрань загрузка ПС Назрань-2 снижается до 95 %);

- на ПС 110 кВ Магас – 119 %, (перевод всей нагрузки ПС 35 кВ Экажево, Водонасосная, Очистные сооружения на питание от ПС 110 кВ Плиево New путем замыкания СВ-35 ПС Экажево и отключением ВЛ 35 кВ Л-435, Л-56 с включением ВЛ 35 кВ Л-427, позволяет снизить загрузку тр-ра на ПС 110 кВ Магас до 74,4 %). Загрузка ВЛ 35 кВ Плиево – Очистные Сооружения (Л-427) составит 21,6 МВт (359 А), что составит 94,7 % от длительно допустимого тока для провода АС-95 при температуре плюс 10° С;

- на ПС 110 кВ Плиево New – 89 % (Приложение 3, рис. 3-2);

- на ПС 110 кВ Вознесенская-2 – 88 %;

- при отключении единственного тр-ра 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Слепцовская-110 для восстановления электроснабжения необходимо выполнить перевод питания ПС 35 кВ Урожайная и ГНС на ПС 110 кВ Галашки (посредством замыкания транзита по ВЛ 35 кВ Нестеровская-Урожайная) или на ПС 110 кВ Плиево New (посредством замыкания транзита ВЛ 35 кВ Слепцовская-110 – Слепцовская-35 Л-40)

- на остальных ПС 110 кВ нагрузка трансформаторов в режиме n-1 не превышает 90 %.

При отключении одной из ВЛ 110 кВ загрузка других не превышает длительно допустимой (таблица 4.1.8). В наиболее тяжелом аварийном режиме при отключении одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево New (Приложение 3, рис. 3-3, 3-4), когда отключается половина присоединений 110 кВ и один трансформатор 110/35/6 кВ не про-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	- при отключении единственного тр-ра 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Слепцовская-110 для восстановления электроснабжения необходимо выполнить перевод питания ПС 35 кВ Урожайная и ГНС на ПС 110 кВ Галашки (посредством замыкания транзита по ВЛ 35 кВ Нестеровская-Урожайная) или на ПС 110 кВ Плиево New (посредством замыкания транзита ВЛ 35 кВ Слепцовская-110 – Слепцовская-35 Л-40) - на остальных ПС 110 кВ нагрузка трансформаторов в режиме n-1 не превышает 90 %. При отключении одной из ВЛ 110 кВ загрузка других не превышает длительно допустимой (таблица 4.1.8). В наиболее тяжелом аварийном режиме при отключении одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево New (Приложение 3, рис. 3-3, 3-4), когда отключается половина присоединений 110 кВ и один трансформатор 110/35/6 кВ не про-					
			7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист
56

исходит недопустимых изменений параметров режима работы сети. Загрузка оставшегося в работе трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New не превысит 90 %.

Режим летнего максимума нагрузок 2021 г.

Анализ режима работы сети 35-110 кВ в летний максимум на этапе 2021 года в нормальной схеме (Приложение 3, рис. 3-5) показал, что:

- загрузка ВЛ 110 кВ в основном находится в пределах нормируемой плотности тока. Переток мощности по наиболее загруженной ВЛ 110 составляет 15 МВт. Загрузка ВЛ 35 кВ не превышает длительно допустимой;

- загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ не превышает 52 % (наиболее загружен трансформатор на ПС 110 кВ Ачалуки), загрузка тр-ров на ПС 35 кВ, с учетом предлагаемой замены тр-ров 35/10 (6) кВ в 2019-2020 г.г., не превышает 90 %;

- напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 117-119,5 кВ на ПС 110 кВ Плиево Новая – 118,5 кВ, в сети 35 кВ на уровне 35-38 кВ.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ (таблица 4.1.8) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети энергосистемы, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превышает допустимой. Отключение одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на подстанциях 110 кВ не вызывает перегрузку второго. В наиболее тяжелом аварийном режиме – отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево (Приложение 3, рис 3-6 и 3-7), также не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети.

В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, также не выявлено перегрузок в сети 110 кВ.

Режим зимнего и летнего минимума нагрузок 2021г.

В режимах зимнего и летнего минимума нагрузок 2021 года в нормальной схеме (Приложение 3, рис. 3-8 и 3-10):

- переток по наиболее загруженным ВЛ 110 кВ не превышает 26 МВт. Загрузка ВЛ 35 кВ не превышает длительно допустимой;

- загрузка трансформаторов на ПС 35 и 110 кВ в аналогичных режимах практически соответствует их загрузке в режимах 2020 г. и не превышает номинальную;

- напряжения поддерживается в сети 110 кВ на уровне 117-120 кВ, в сети 35 кВ на уровне 36-38,5 кВ.

В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ Ингушской энергосистемы (таблица 4.1.8) не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети, загрузка ВЛ 35-110 кВ не превысит предельно допустимой. При отключении одного трансформатора 110/35/10 (6) кВ на подстанциях 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает номинальную.

Отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево New (наиболее тяжелый аварийный режим), не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети, нагрузка оставшегося в работе трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Плиево New не превышает номинальную (Приложение 3, рис. 3-8, 3-9, 3-11 и 3-12).

Учитывая незначительный прирост потребления Ингушской энергосистемой по сравнению с 2017-2020 г. г. при сохранении конфигурации сети 35-110 кВ, загрузка элементов сети 35-110 кВ Ингушской энергосистемы незначительно отличается от аналогичной в режимах 2020 г. Все остальные выводы и рекомендации из анализов режимов 2017-2020 г. актуальны и для схемы 2021 г.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

57

Таблица 4.1.8 – Перетоки мощности по наиболее важным элементам сети 110 кВ Ингушской энергосистемы в режимах 2021 г.

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
1. Режим зимних максимальных нагрузок 2021 г. Потребление Ингушской энергосистемы 149 МВт. Генерация 0 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°C, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-185 587(704)		АС-150 518 (600)**		
- нормальная схема (рис. 3-1)	11,9	92	19,7	128	6,1	69	4,3	118	4,7	28	11,2	68	12,2	70	17,3	94	0,9	50	29,6	145	7,4	52	25,9	127	13,1	97	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	12,6	91	20,5	128	6,8	66	0,7	100	3,2	26	10,8	64	11,8	67	13,7	73	1,2	49	25,9	126	4,7	35	26,2	128	10,2	76	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	11,4	91	19,2	127	5,5	68	6,1	122	5	28	10,4	63	11,4	65	20,3	110	0,6	43	32,7	161	9,7	64	24,3	119	14,6	104	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	26,3	177	12,5	117	3,3	123	1,7	10	11,3	68	12,3	70	17,3	94	1	50	29,7	145	7,5	51	26	127	15,5	95	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	22,7	160	откл	откл	13,6	71	2,5	124	0,2	10	11,4	68	12,4	71	17,4	94	1,1	50	29,7	145	7,5	52	26	128	17,3	100	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	15,3	128	13,6	70	откл	откл	3,8	123	3,2	16	11,3	68	12,3	70	17,3	94	1	50	29,6	145	7,4	51	25,9	127	14,3	92	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	11	102	18,8	136	5,1	82	3,8	174	5	27	10,9	63	11,9	66	16,6	88	0,7	44	28,9	141	6,9	46	25,6	125	15,3	131	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	10	82	17,8	118	4,2	60	4,5	118	откл	откл	11,2	67	12,2	70	17,2	94	0,8	50	29,5	145	7,4	52	25,8	126	12,2	96	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	17	94	24,9	134	11,2	65	9,1	148	1,9	32	10,7	63	11,7	66	16,5	89	0,5	45	28,8	141	6,9	48	25,4	124	откл	откл	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	12,4	93	20,2	129	6,5	69	2,5	114	4	26	откл	откл	15	87	18,2	99	1,7	55	30,6	150	8,1	55	26,7	131	11,5	90	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	13,9	103	21,8	140	8,1	79	3,5	113	3,1	19	14,2	85	откл	откл	18,2	98	1,8	55	30,6	150	8,1	55	26,8	131	13,6	92	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	12,6	93	20,4	130	6,8	69	1,5	113	3,6	25	12,4	74	13,4	77	откл	откл	1,7	54	33,2	163	10	65	26,7	131	10,7	86	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	13,1	96	20,9	133	7,2	72	0,3	120	2,8	21	13,4	78	14,4	81	23,1	122	2,4	54	откл	откл	11,9	71	27,4	135	8,9	86	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	12,2	92	20	129	6,4	69	3,1	114	4,2	27	11,7	71	12,7	73	18,6	102	1,2	52	31,1	153	откл	откл	26,2	128	12,1	91	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-3)	16,3	92	24,2	132	10,5	64	7,4	43	0,6	38	1,6	10	16,4	90	23	118	откл	откл	откл	откл	11,8	67	24,9	131	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-4)	12,9	102	20,7	138	7	79	0,5	137	2,7	23	14,6	89	6	32	откл	откл	2,5	57	35,9	176	откл	откл	27,6	136	9,2	99	
-откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	13,3	96	21,1	133	7,4	72	1,1	119	2,6	21	14,3	83	15,3	85	19,1	102	25,5	134	31,5	154	8,8	56	откл	откл	8,3	83	
2. Режим летних максимальных нагрузок 2021 г. Потребление Ингушской энергосистемы 113 МВт. Генерация 0 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°C, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- нормальная схема (рис. 3-5)	10,1	70	16,2	102	5,8	48	10,4	101	5,6	30	7,6	37	12,3	61	15,1	96	15	75	24	125	6,9	63	5,6	34	3,5	52	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	4,4	64	10,3	91	0,1	49	14,7	137	4,4	24	3,2	16	8	42	38,7	210	15,1	75	48	241	25,2	144	5,5	38	18,3	126	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	13,8	81	19,9	114	9,5	58	22,8	135	8,5	45	1,4	12	6,2	38	7,9	46	1	52	0,9	17	10,9	59	21,6	108	13,7	75	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	21,6	139	11,2	85	11,3	106	8,1	39	7,5	37	12,3	60	15,1	96	14,9	75	24	125	6,9	63	5,7	34	1,3	39	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	18,9	124	откл	откл	10,4	57	11,9	109	9,6	47	7,4	37	12,2	60	15,1	96	14,8	74	24	125	6,9	62	5,8	35	0,1	35	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	13,3	95	10,4	57	откл	откл	11	105	7	34	7,5	37	12,3	60	15,1	96	14,9	75	24	125	6,9	63	5,7	34	2,2	42	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	11,4	82	17,4	113	7,1	60	16,3	152	5,9	30	7,2	37	11,9	58	15,2	94	14,5	72	24,1	124	7	60	6	38	6,3	80	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	12,4	76	18,4	108	8,1	52	10,7	101	откл	откл	7,5	37	12,2	60	15,2	97	14,8	75	24,1	125	6,9	63	5,7	34	2,4	52	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	8,7	53	14,7	85	4,4	29	11,8	119	4,9	33	7,3	37	12,1	59	15,1	95	14,7	74	24	124	6,9	61	5,8	36	откл	откл	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	9,9	70	15,9	101	5,5	48	9,4	99	5,3	28	откл	откл	14,9	73	14,6	94	15,7	79	23,4	122	6,5	61	4,9	32	2,6	53	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	12,1	85	18,2	117	7,8	63	8	93	6,6	32	9,5	47	откл	откл	14,6	94	15,6	78	23,5	122	6,5	61	5	33	0,2	41	
-откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	10,7	71	16,8	103	6,4	48	13	101	6,5	35	6,7	33	11,5	57	откл	откл	14,1	72	27,1	142	9,1	76	6,5	35	5,5	50	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	11	73	17,1	105	6,7	50	14,2	109	7	37	5,9	29	10,7	54	19,8	120	13,5	69	откл	откл	10,5	79	7,1	39	6,7	56	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	10,4	70	16,4	102	6,1	47	11,6	99	6	33	7,2	35	12	60	16,3	106	14,6	74	25,3	134	откл	откл	5,9	33	4,4	49	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-6)	8,9	54	14,9	86	4,5	31	6	33	4,6	34	1,2	9	13,4	66	18,3	107	откл	откл	откл	откл	9,3	67	20,6	109	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-7)	11,9	78	18	110	7,6	56	15,8	119	6,7	37	8,7	42	7,4	41	откл	откл	14,5	75	28,3	151	откл	откл	6	33	8,2	64	
-откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	10,4	72	16,5	104	6,1	50	11,5	107	6,1	31	6,7	34	11,5	57	15,4	97	20,6	108	24,3	126	7,1	62	откл	откл	4,5	57	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

58

Продолжение таблицы 4.1.8

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 -Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас -Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см.примеч.1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	27,3	162	16,9	106	12	108	откл	откл	7,3	36	12,1	59	15,3	97	14,6	73	24,2	126	7	63	5,9	35	1,2	37	
-откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево Новая(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево Новая(Л-12)	17,5	127	23,6	159	13,2	106	откл	откл	8,4	41	6,6	37	11,3	56	15,4	89	13,9	68	24,1	121	7,1	54	6,7	48	8,7	128	
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС – Плиево Новая	5,8	66	11,8	95	1,4	49	9	124	2,3	15	0,4	11	4,4	32	50,3	269	12	61	откл	откл	34,2	189	8,5	48	13,2	107	
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево Новая при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	11,5	73	17,6	105	7,2	50	16,3	110	7,7	42	5,3	26	10,1	52	22,1	135	12,8	67	откл	откл	откл	откл	7,8	40	8,4	55	
3. Режим зимних минимальных нагрузок 2021 г. Потребление Ингушской энергосистемы 104,3 МВт. Генерация 0 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +10°С, А	АС-150 518 (621)*		АС-150 518 (600)**		АС-150 518 (618)		АС-185 587 (600)**		АС-150 518 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-95 380 (455)		АС-185 587 (600)**		АС-95 380 (455)		АС-240 702 (842)		АС-185 587 (704)		АС-185 587(704)		АС-150 518 (600)**		
- нормальная схема (рис. 3-8)	10,3	80	15,7	104	6,2	65	2	84	3	55	11,6	67	12,3	69	0,3	26	9,1	68	9,4	47	2,5	27	26,7	133	5	51	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	14,7	90	20,2	117	10,7	71	21,6	119	4,9	74	8,6	51	9,3	53	18	89	9,9	70	8,9	50	16,7	82	27,5	137	11,7	58	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	8,2	76	13,6	99	4,1	62	4,8	91	4,4	54	7,9	49	8,6	51	13,4	77	0,3	38	22,5	111	7,6	51	17,1	85	10,7	73	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	21,3	147	11,7	107	2,9	90	0,4	37	11,7	67	12,4	69	0,3	25	9,2	68	9,5	47	2,5	26	26,8	133	7,2	46	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	18,8	135	откл	откл	9,5	49	3,4	92	0,9	35	11,7	67	12,4	69	0,4	25	9,2	68	9,5	47	2,5	26	26,8	133	8,4	50	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	13,7	114	9,5	48	откл	откл	2,6	90	1,5	39	11,7	67	12,4	69	0,3	25	9,1	68	9,4	47	2,5	27	26,8	133	6,3	44	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	10,4	89	15,8	112	6,3	75	4,4	125	3	52	11,6	65	12,3	67	0,1	21	9	64	9,2	45	2,7	24	26,6	131	4,9	73	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	9	61	14,5	87	5	44	1,9	82	откл	откл	11,6	67	12,3	69	0,2	27	9	68	9,4	47	2,6	28	26,7	132	4,5	58	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	12,2	75	17,7	101	8,2	57	0,2	100	1,9	62	11,4	65	12,1	67	0	23	8,8	65	9,1	45	2,7	26	26,4	131	откл	откл	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	10,7	81	16,1	105	6,6	65	3,8	84	2,3	55	откл	откл	15,1	86	1,2	28	10,3	75	10,3	52	1,8	27	28	140	3,5	45	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	11,7	87	17,1	111	7,6	70	3	81	1,8	53	14,5	84	откл	откл	1,1	28	10,3	75	10,3	52	1,8	27	28	140	4,9	45	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	10,3	80	15,7	104	6,2	64	2,1	82	3	56	11,6	68	12,3	70	откл	откл	9	69	9,5	49	2,5	29	26,7	133	5	48	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	10,6	82	16,1	106	6,5	66	3,4	87	2,4	54	12,3	70	13	72	2,1	29	9,7	70	откл	откл	1,1	26	27,3	136	3,8	49	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	10,2	80	15,6	104	6,1	64	1,7	82	3,1	56	11,4	67	12,1	69	0,3	28	8,9	68	8,9	46	откл	откл	26,5	132	5,3	50	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-9)	11,8	75	17,2	101	7,7	57	5,5	30	1	67	1,2	9	17,4	96	4,3	31	откл	откл	откл	откл	0,6	22	17,4	88	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-10)	10,4	86	15,8	109	6,3	71	2,2	99	2,7	56	12,9	77	4,2	22	откл	откл	9,5	72	9,4	49	откл	откл	27,2	135	4,6	61	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	11,6	84	17,1	108	7,6	67	7,4	89	1	56	14,6	83	15,3	85	2,1	28	17,4	89	11,3	56	1,1	25	откл	откл	0,3	40	
4. Режим летних минимальных нагрузок 2021 г. Потребление Ингушской энергосистемы 71,2 МВт. Генерация 0 МВт.																											
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
- нормальная схема (рис. 3-11)	6,9	53	10,6	71	4,2	40	7,3	80	3,6	27	2,4	18	3,3	20	1,5	58	0,7	12	6,8	57	2,1	47	13,8	67	3,1	46	
- откл.ВЛ 330кВ Владикавказ-2-Грозный	7,5	54	11,3	73	4,8	40	10,1	82	4,6	33	2,1	15	3	17	4,2	58	1	9	4,1	48	4,3	48	14,1	69	5,4	45	
- откл.ВЛ 330кВ Грозный - Чирюрт	6,7	52	10,5	71	4	40	6,8	79	3,4	26	2,1	17	3	19	0,5	59	0	10	7,8	60	1,3	47	13	63	2,6	46	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Магас (Л-151)	откл	откл	14,4	99	7,9	68	7,9	84	5,2	27	2,4	18	3,3	20	1,5	58	0,8	12	6,9	57	2,1	47	13,8	67	1,6	35	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)	12,6	90	откл	откл	6,4	35	8,3	86	6,1	31	2,5	18	3,4	20	1,4	58	0,8	12	6,9	57	2,1	47	13,9	67	0,8	33	
- откл.ВЛ 110кВ Магас-Юго-Западная (Л-153)	9,2	74	6,4	35	откл	откл	7,7	83	4,6	25	2,4	18	3,3	20	1,5	58	0,8	12	6,8	57	2,1	47	13,8	67	2,2	37	
- откл.ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-13)	7,8	63	11,6	81	5,2	50	11,3	117	3,8	26	2,6	17	3,5	19	1,3	54	1	9	6,9	54	2	44	14,1	69	5,2	69	
-откл.ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас	8,3	52	12,1	72	5,6	38	7,5	79	откл	откл	2,4	19	3,3	20	1,4	59	0,8	12	6,9	57	2,1	47	13,9	67	2,4	48	
-откл.ВЛ 110кВ Магас – Плиево Новая	5,7	37	9,4	56	2,9	23	8,5	96	2,9	33	2,6	18	3,4	20	1,4	56	0,9	10	6,9	55	2,1	45	14	68	откл	откл	

Инов. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение таблицы 4.1.8

Схема сети и отключенные элементы	Переток активной мощности (МВт) и токовая нагрузка (А) ВЛ 110 кВ:																										
	ВЛ 110кВ В-500-Магас (Л-151)		ВЛ 110кВ В-500 - Юго-Западная (Л-150)		ВЛ 110кВ Магас - Юго-Западная (Л-153)		ВЛ 110кВ В-500 – Плиево Новая (Л-12/Л-13) (см. примеч. 1)		ВЛ 110кВ Владикавказ-2-Магас		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-121)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ищерская (Л-122)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Самашки (Л-102)		ВЛ 110кВ Плиево Новая – Ачалуки (Л-129)		ВЛ 110кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Горец – Плиево Новая (б/н)		ВЛ 110кВ Предмостная – Вознесенская-3 (б/н)		ВЛ 110кВ Магас – Плиево		
	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт	А	МВт
Марка провода / ДДТ (АДТ) при температуре воздуха +35°С, А	АС-150 396 (477)*		АС-150 396 (477)		АС-150 396 (477)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		АС-95 290 (350)		АС-95 290 (350)		АС-185 449 (541)		АС-95 290 (350)		АС-240 537 (646,6)		АС-185 449 (541)		АС-185 449 (541)		АС-150 396 (477)		
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-121)	7	53	10,7	72	4,3	40	7,7	81	3,7	27	откл	откл	3,9	24	1,3	58	1	13	7	58	2	47	14	68	3,4	47	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Ищерская(Л-122)	8,1	60	11,9	79	5,5	47	6,8	77	4,4	28	3,1	23	откл	откл	1,3	58	1	13	7	57	2	47	14,1	68	1,8	41	
откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая–Самашки(Л-102)	6,9	51	10,6	70	4,2	38	7,3	72	3,4	29	2,1	21	3	21	откл	откл	0,5	15	6,5	64	2,5	54	13,6	66	2,9	39	
- откл.ВЛ 110кВ ГрТЭС – Плиево Новая(б/н)	7,2	53	10,9	72	4,5	40	8,5	79	3,9	30	2,8	22	3,7	23	0,2	65	1,1	15	откл	откл	1,1	52	14,2	69	4	44	
- откл.ВЛ 110кВ Плиево Новая – Горец (б/н)	6,8	52	10,6	70	4,1	39	7,2	74	3,4	28	2,1	20	3	21	2	65	0,5	14	6,4	61	откл	откл	13,6	66	2,8	41	
- откл.сш.1 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-12)	5,6	38	9,3	57	2,9	24	3,9	21	3	36	0,8	8	5,7	29	1,1	54	откл	откл	откл	откл	0,2	43	13,1	66	откл	откл	
- откл.сш.2 ПС 110 кВ Плиево Новая (рис. 3-13)	7,3	55	11	74	4,6	42	8	79	3,2	31	1,2	23	4,7	25	откл	откл	0,1	17	5,8	67	откл	откл	13,2	64	3,5	45	
откл.ВЛ 110кВ Предмостная-Вознесенская-3	7,6	55	11,4	74	4,9	42	10	89	4,6	30	4,1	25	5	27	0,6	57	13,1	66	7,8	59	1,4	46	откл	откл	5,5	52	
- откл. ВЛ 110 кВ В-500 – Магас (Л-151) при ремонте ВЛ 110 кВ В-2 – Магас (Л-203)	откл	откл	18	109	11,5	75	8,4	84	откл	откл	2,6	19	3,4	21	1,3	58	0,9	12	7	57	2	47	14	68	0	36	
-откл. ВЛ 110 кВ В-500–Плиево Новая(Л-13) при ремонте ВЛ 110 кВ В-500–Плиево Новая(Л-12)	11,9	95	15,8	114	9,3	83	откл	откл	5,3	27	3,1	16	4	20	1,2	45	1,4	8	7	47	1,9	37	14,5	73	7,4	112	
- откл. ВЛ 330 кВ В-2 – Грозный при ремонте ВЛ 110 кВ ГрТЭС – Плиево Новая	7,6	54	11,4	73	5	40	10,7	81	4,8	35	2,3	18	3,2	19	3,3	64	1,2	12	откл	откл	3,5	52	14,3	70	5,9	44	
- откл. ВЛ 330 кВ ГрТЭС - Плиево Новая при ремонте ВЛ 110 кВ Горец - Плиево	7,1	51	10,9	70	4,4	38	8,5	72	3,8	32	2,5	24	3,4	25	0,6	73	1	18	откл	откл	откл	откл	14	68	3,9	38	

Примечание:

- *- при снятии ограничений допустимого тока по условиям настройки РЗА на ПС 330 кВ Владикавказ-500 (в настоящее время установлено 200 А);
- ** - ограничение аварийно-допустимого тока по ВЛ 110 кВ по аварийно-допустимому току для оборудования (выключатель, ВЧЗ, ТТ и др);
- 1) ВЛ 110 кВ В-500 – Плиево Л-13и Л-12 загружена равномерно по мощности и току, в таблице приведен переток (ток) по одной ВЛ 110 кВ, по второй он аналогичный;
- 2) курсивом отмечены названия режимов, в которых необходим перенос разрывов для питания отключенных ПС 35 кВ.

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

4.1.2.6 Выводы из анализа режимов 2017 -2021 г.г.

Выводы из анализа режимов 2017 г.:

1. Для ликвидации перегрузки трансформаторов 110/35/10 (6) кВ подстанциях 110 кВ в режимах с отключением одного из них рекомендуется строительство в 2017 г. следующих объектов сети 35 кВ, не включенных в утвержденную ИП ПАО «МРСК СК»:

- ВЛ 35 кВ Галашки – Первомайская (3,0 км с проводом АС-95);

- двухцепного участка ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС Назрань-2 до ВЛ 35 кВ Назрань – Кантышево (Л-158) (0,9 км), расширение ПС 110 кВ Назрань на две линейные ячейки 35 кВ, образование двух новых ВЛ 35 кВ: Назрань-2 – Кантышево и Назрань-2 – Назрань, последнюю отсоединить от РУ 35 кВ ПС Назрань и подключить к ВЛ 35 кВ Назрань-Водонасосная (Л-56) и образовать новую ВЛ 35 кВ Назрань-2 – Водонасосная.

2. В связи с появлением новых центров питания сети 35 кВ и изменение конфигурации сети 35 кВ рекомендуется изменить существующие нормальные разрывы в сети 35 кВ:

- перевод питания ПС Водонасосная, Очистные сооружения, половина ПС Экажево (1 сш) и половина ПС Кантышево (2 сш) на ПС 110 кВ Назрань-2, путем переноса нормальных разрывов на секционные выключатели (СВ) 35 кВ ПС Экажево и Кантышево и отключением ВЛ 35 кВ Л-427 выключателем на ПС 110 кВ Плиево;

- с вводом новой ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Галашки до ПС 35 кВ Первомайская рекомендуется создать нормальный разрыв 35 кВ по ВЛ 35 кВ Нестеровская – Урожайная (Л-53) с отключением данной ВЛ 35 кВ со стороны ПС Урожайная;

- при вводе ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим перевести питание половины нагрузки ПС 35 кВ Малгобек-2 на ПС 110 Малгобек-3 путем осуществления нормального разрыва секций шин на ПС 35 кВ Малгобек-2. Для образования нормального разрыва на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Малгобек-2 рекомендуется к вводу ВЛ 35 кВ Малгобек-3 – Таргим установить на ПС 35 кВ Малгобек-2 секционный выключатель 35 кВ.

3. В нормальном режиме зимних максимальных нагрузок выявлена загрузка трансформаторов по току свыше 100 % на следующих подстанциях 35 кВ: Троицкая-2, (127,5 %), Нестеровская (Т-1 – 124 % и Т-2 – 113,6 %), Экажево (Т-1 – 111%, Т-2 – 98 %), Первомайская (104 %), и Малгобек-2 (Т-1 – 90 %, Т-2 – 101,6 %). Рекомендуется в 2019-2021 гг. произвести замену трансформаторов на ПС 35 кВ: Малгобек-2, Водонасосная, Нестеровская и Слепцовская-35.

4. Для повышения надежности питания потребителей ПС 35 кВ Троицкая-1 и Нестеровская рекомендуется при их реконструкции привести в соответствие схемы ОРУ 35 кВ типовым схемам (установить дополнительные выключатели и выполнить подключение питающих их ВЛ 35 кВ на разные секции шин).

5. В послеаварийных режимах при отключении одной из ВЛ 110 кВ недопустимых изменений параметров режима работы сети нет. Отключение одного из трансформаторов 110/35/6 (10) кВ на подстанциях 110 кВ в ряде случаев в режимах максимальных нагрузок приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора. Перегрузки трансформаторов могут быть ликвидированы (снижены) схемно-режимными мероприятиями по переводу нагрузок сети 35 кВ на другие подстанции. Наибольшие перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах 2017-2018 г. имеют место на ПС 110 кВ Плиево (до 104 %) и на ПС 110 кВ Назрань (до 51 %), ликвидация которых потребует временного ограничения нагрузки потребителей. Исключение ограничения потребителей ПС 110 кВ Плиево будет обеспечено после строительства ПС 110 кВ Плиево New с трансформаторами 2х40 МВА. Для снижения перегрузки трансформаторов на ПС 110

Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							61

кВ Назрань без замены существующих трансформаторов 2х16 МВА в 2018 г. рекомендуется выполнить перевод части нагрузки подстанции на напряжении 10 кВ (до 4 МВт) на новую ПС 110 кВ Назрань-2.

6. В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, наиболее высокая нагрузка ВЛ 110 кВ возможна в режиме при выводе в ремонт одной цепи ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево (Л-12) и аварийном отключении второй цепи (Л-13), когда максимально загружается ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) до 394 А, что составит 99,4 % (при длительно допустимом токе 396 А провода АС-150 при температуре +35°C). Так как данные ВЛ 110 кВ Л-12/Л-13 выполнены совместным подвесом, то при выводе их в ремонт и при отключении другого элемента сети 110 кВ и выше, возможна перегрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203). Так при выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 и отключении одной из ВЛ 110 кВ питающих Чеченскую энергосистему (например, Моздок-Ищерская (Л-129), Моздок-Ищерская (Л-120), Грозный – ГРП-110 (Л-110), Грозный – ГРП-110 (Л-136)) нагрузка ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) составит 108-120 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C. Снизить нагрузку данной ВЛ 110 кВ до длительно допустимой позволяет отключение секционного выключателя (СВ-110) на ПС 110 кВ Плиево или отключение нагрузки в Чеченской энергосистеме (ОН) в размере 20-40 МВт. Наиболее тяжелый режим при выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 возможен при отключении ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, нагрузка в данном режиме ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203) достигнет 132 % от длительно-допустимой. Снять указанную перегрузку также позволяет отключение секционного выключателя (СВ-110) на ПС 110 кВ Плиево или отключение нагрузки в Чеченской энергосистеме (ОН) в размере 60 МВт (потребители в районе ПС 110 кВ Самашки, Горец, ГРП-110 и др).

Выводы из анализа режимов 2018 г.:

7. Незначительный прирост потребления энергосистемы Республики Ингушетия по сравнению с 2017 г. (всего 4 МВт в 2018-2021 гг.) при сохранении рекомендованной в 2017 г. конфигурации сети 35 кВ практически не влияет на нагрузку трансформаторов на подстанциях 35 и 110 кВ. Нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ в нормальном режиме не превышает допустимой, а в послеаварийных режимах их перегрузка может быть снижена (ликвидирована) путем перевода нагрузок в сети 35 кВ на смежные подстанции 110 кВ..

8. Ввод в 2018 г. мощности на Грозненской ТЭС и ввод ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и ВЛ 110 кВ Плиево – Горец увеличили переток мощности, получаемой из энергосистемы Чеченской Республики и обеспечили повышение напряжения в сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия на 3-4 кВ.

В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России сроки ввода ПС 110 кВ Плиево New приближены и приняты:

- I этап (строительство и ввод новой ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором мощностью 40 МВА) – 2017 г.;
- II этап (установка второго трансформатора мощностью 40 МВА) – 2018 г.

Таким образом будет синхронизирован ввод подстанции Плиево New со сроками ввода Грозненской ТЭС с тем, чтобы присоединение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Плиево – Горец выполнялось сразу же к новой подстанции.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	ТЭС – Плиево и ВЛ 110 кВ Плиево – Горец увеличили переток мощности, получаемой из энергосистемы Чеченской Республики и обеспечили повышение напряжения в сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия на 3-4 кВ. В соответствии с проектом «ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2021 г.г.» находящемся на утверждении в Минэнерго России сроки ввода ПС 110 кВ Плиево New приближены и приняты: - I этап (строительство и ввод новой ПС 110 кВ Плиево New с одним трансформатором мощностью 40 МВА) – 2017 г.; - II этап (установка второго трансформатора мощностью 40 МВА) – 2018 г. Таким образом будет синхронизирован ввод подстанции Плиево New со сроками ввода Грозненской ТЭС с тем, чтобы присоединение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево и Плиево – Горец выполнялось сразу же к новой подстанции.					
			7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1					
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист
62

9. В послеаварийных режимах нагрузка ВЛ 35 и 110 кВ не превышает длительно допустимую токовую нагрузку для проводов. При выводе в совместный ремонт ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево с отпайкой на ПС Назрань I и II цепь (Л-12/Л-13) нагрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой. Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ Ингушской энергосистемы, в связи с вводом Грозненской ТЭС и усилением связей межсистемных связей между Чеченской и Ингушской энергосистемами, также не выявил перегрузок. Однако при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный при выводе в совместный ремонт ВЛ 110 кВ Владикавказ-500 – Плиево с отпайкой на ПС Назрань I и II цепь (Л-12/Л-13) в режиме летних максимальных нагрузок нагрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево превысит длительно-допустимую и составит 418 А (106 %). Режимным мероприятием по недопущению вышеуказанного перегруза является отключение СМВ-110 на ПС 110 кВ Магас.

Выводы из анализа режимов 2019 г.:

10. Ввод в 2019 г. ПС 110 кВ Плиево New (согласно утвержденной ИП ПАО «МРСК СК») с одним трансформатором 40 МВА при его аварийном отключении в режимах максимальных нагрузок будет приводить к прекращению электроснабжения потребителей получающих питание с шин 10 и 35 кВ ПС Плиево New в объеме до 31,4 МВт. Перевод питания отключенных ПС 35 кВ на питание от других ПС 110 кВ позволит обеспечить восстановление их электроснабжения. В таком режиме нагрузка трансформаторов 110/35/6(10) кВ составит: на ПС 110 кВ Слепцовская-110 – 111 % номинальной, на ПС 110 кВ Магас – 81 %, на ПС 110 кВ Назрань-2 – 60 %, на ПС 110 кВ Галашки – 71 %. Восстановление питания отключенной нагрузки ПС 110 кВ Плиево New на шинах 10 кВ величиной 9,7 МВт, возможно лишь при включении отключенного трансформатора. Перевод питания обесточенных ПС 35 кВ на питание от других ПС 110 кВ после аварийного отключения трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New потребует достаточно объемных схемно-режимных мероприятий.

11. Для обеспечения необходимой надежности электроснабжения существующих потребителей ПС 110 кВ Плиево, возможность присоединения новых потребителей в зоне влияния подстанции, а также для упрощения схемно-режимных мероприятий по перераспределению нагрузки в сети 35 кВ в послеаварийных режимах, связанных с отключением трансформаторов на подстанциях 110кВ Слепцовская-110, Магас или Назрань-2 рекомендуется ввод второго трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Плиево New.

12. Ввод в 2019 г. ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная с подключением ее отпайкой к ВЛ 110 кВ Предмостная – Моздок (Л-130) обеспечивает полноценный второй источник питания Малгобекского энергоузла, исключающий отключение от энергосистемы всех потребителей энергоузла в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 110 кВ Плиево New - Вознесеновская-2 или системы шин 110 кВ ПС 110 кВ Плиево New.

Кроме повышения надежности электроснабжения существующих потребителей и обеспечения присоединения новых потребителей строительство ВЛ 110 кВ Вознесеновская-3 – Предмостная позволит выполнить реконструкцию самой старой в энергосистеме республики ВЛ 110 кВ Плиево New – Вознесеновская-2 с отпайкой на ПС 110 кВ Ачалуки, которая эксплуатируется 67 лет (с 1949 г.), и уже физически изношена (износ в 2016 г. 268 %). При реконструкции ВЛ 110 кВ Плиево New – Вознесеновская-2 увеличение сечения провода не требуется.

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

Выводы из анализа режимов 2020 г.:

13. Ввод второго трансформатора на ПС 110 кВ Плиево New обеспечивает необходимую надежность электроснабжения потребителей в зоне влияния подстанции при отключении одного из трансформаторов 110/35/10 кВ и повышает оперативность осуществления схемно-режимных мероприятий в сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Плиево New. Нагрузка трансформатора 110/35/10 кВ 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New в режиме (n-1) в зимний максимум нагрузки не превышает 88 % номинальной.

После ввода второго трансформатора 40 МВА на ПС 110 кВ Плиево New отключение одной системы шин на ПС 110 кВ Плиево New (наиболее тяжелый аварийный режим), не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети.

14. В послеаварийных режимах отключение одного элемента сети 110 кВ не приводит к недопустимым изменениям параметров режима работы сети энергосистемы, нагрузка ВЛ 35-110 кВ не превышает допустимой. В ремонтных схемах, при выводе в ремонт одной ВЛ 110 кВ с аварийным отключением другой ВЛ 110 кВ, также не выявлено перегрузок в сети 110 кВ. При выводе в совместный ремонт Л-12/Л-13 в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок нагрузка элементов сети 35 кВ и выше Ингушской энергосистемы не превышает длительно-допустимой. Такой же ремонтный режим с отключением одной из ВЛ 110 кВ и выше, также не выявил перегрузок, нагрузка ВЛ 110 кВ Магас – Плиево New не превысит 74 % от длительно допустимого тока провода АС-150 при температуре +35°C.

Выводы из анализа режимов 2021 г.:

15. Учитывая незначительный прирост потребления Ингушской энергосистемой по сравнению с 2017-2020 г. г. при сохранении конфигурации сети 35-110 кВ, нагрузка элементов сети 35-110 кВ Ингушской энергосистемы незначительно отличается от аналогичной в режимах 2020 г. Все остальные выводы и рекомендации из анализов режимов 2017-2020 г. актуальны и для схемы 2021 г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист 64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			

4.2 Условия формирования баланса реактивной мощности

В существующей схеме покрытие потребности в электроэнергии Республики Ингушетия осуществляется при дефиците реактивной мощности (полное отсутствие источников реактивной мощности в сети 35-110 кВ Ингушской энергосистемы). Потребность в реактивной мощности порядка 40-45 Мвар покрывается за счет внешних перетоков и генерация ВЛ 35 - 110 кВ. Напряжения в сети 110 кВ энергосистемы в 2015 г. обеспечивались:

- в режиме зимнего максимума 108-112 кВ, на ПС Плиево – 109 кВ;
- в режиме зимнего минимума 114-117 кВ, на ПС Плиево – 116 кВ;
- в режиме летнего максимума 113-115 кВ, на ПС Плиево – 114,7 кВ;
- в режиме летнего минимума 117-118 кВ, на ПС Плиево – 117 кВ.

Регулирование напряжения в сети 35 и 110 кВ энергосистемы обеспечивается за счет регулировочных возможностей автотрансформаторов на ПС 330 кВ Владикавказ-2, Владикавказ-500 и Грозный и трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ.

При расчете режимов для определения условий регулирования и поддержания напряжения в основной сети Ингушской энергосистемы приняты следующие условия:

- приём реактивной мощности турбогенераторами ТЭС не допускается;
- для генераторов АЭС мощностью 1000 МВт обеспечивается выдача реактивной мощности в сеть не менее 150 Мвар;
- наибольшие расчетные напряжения должны быть ниже максимальных рабочих значений для сети 500 кВ – на 1 %, для сети 330 кВ и ниже – на 2,5 %;
- отключение шунтирующих реакторов не может производиться ежесуточно;
- в летний период при необходимости отключаются БСК на шинах 35-110 кВ подстанций основной сети.

Для определения условий регулирования напряжения в сети 35-110 кВ выполнены расчеты режимов работы электрической сети напряжением 35-110 кВ для зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на уровне 2017-2021 г.г. (см. Приложение Г÷З).

Анализ баланса реактивной мощности Ингушской энергосистемы в 2017-2021 г.г. (таблица 4.2.1), показал что:

- в период 2017-2021 г.г. потребность в реактивной мощности энергосистемы также будет покрываться за счет внешних перетоков и генерация ВЛ 35 - 110 кВ.
- рост нагрузки потребителей реактивной мощности в период 2017 – 2021 г.г. незначителен и составит 0,3-0,5 Мвар в год;
- с вводом новых ВЛ 35-110 кВ доля генерация ВЛ в покрытии баланса в Ингушской энергосистеме увеличивается на 3-6 Мвар, потери сокращаются на 1-5 Мвар с сокращением величины получаемой реактивной мощности из соседних энергосистем;
- ввод Грозненской ТЭС в 2018 г. увеличивает получение реактивной мощности со стороны Чеченской энергосистемы.

При складывающихся балансах реактивной мощности в расчетных нормальных режимах напряжения на подстанциях в сети 110 кВ Ингушской энергосистемы приведены в таблице 4.2.2

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

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

68

Таблица 4.2.1 - Баланс реактивной мощности Ингушской энергосистемы в 2017-2021 г.г., Мвар

Наименование	2017 г.				2018 г.				2019 г.				2020 г.				2021 г.			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Потребность																				
Нагрузка потребителей	46	32	40	25	46	33	41	26	47	33	42	26	47	33	42	26	48	33	42	26
Потери	29	15	16	9	26	13	16	8	26	13	16	8	24	13	15	8	24	13	15	8
Передача в сосед. ЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Потребление ШР	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого потребность	74	47	56	34	72	46	57	34	73	46	57	34	71	46	56	33	72	46	57	34
Покрытие																				
Генерация станций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Генерация КУ (БСК)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Генерация ВЛ и КЛ	9	9	9	9	13	13	13	13	13	13	13	13	14	14	14	15	14	14	14	15
<i>то же в % от покрытия</i>	11%	19%	17%	27%	17%	28%	23%	40%	17%	28%	23%	39%	19%	31%	25%	45%	20%	31%	25%	44%
Получение от сосед. ЭС	66	38	47	25	60	33	44	20	60	33	44	21	57	32	42	18	58	32	43	19
<i>то же в % от покрытия</i>	89%	81%	83%	73%	83%	72%	77%	60%	83%	72%	77%	61%	81%	69%	75%	55%	80%	69%	75%	56%
Итого покрытие	74	47	56	34	73	46	57	34	73	46	57	34	71	46	56	33	72	46	57	34

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

66

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

Таблица 4.2.2 - Напряжения на шинах 110 кВ подстанций 110кВ Ингушской энергосистемы в расчетных нормальных режимах 2017-2021 г.г., кВ

69

Наименование подстанций 110кВ	2017 г.				2018 г.				2019 г.				2020 г.				2021 г.			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Аби-Гув	112,8	115,3	118,4	117,0	116,9	119,0	118,9	120,2	117,1	119,5	119,3	120,2	118,2	119,5	119,3	120,2	118,0	119,3	119,2	119,8
Али-Юрт	112,7	115,3	118,3	117,0	116,8	118,9	118,8	120,2	117,0	119,5	119,2	120,2	118,1	119,4	119,2	120,1	117,9	119,2	119,1	119,7
Ачалуки	109,2	112,7	115,4	114,6	113,0	117,7	117,0	118,9	116,7	118,9	117,9	119,5	116,8	118,7	117,8	119,4	117,1	118,6	117,8	119,1
Вознесеновская-2	107,7	111,8	114,3	113,9	111,5	116,7	115,9	118,3	116,4	118,8	117,3	119,6	116,4	118,5	117,1	119,3	116,8	118,6	117,2	119,2
Вознесеновская-3	--	--	--	--	--	--	--	--	116,6	119,0	117,4	119,7	117,2	119,0	117,5	119,8	117,0	118,7	117,3	119,3
Галашки	111,9	114,8	117,7	116,6	116,0	118,4	118,1	119,8	116,2	119,0	118,5	119,8	117,3	118,9	118,5	119,7	117,1	118,7	118,4	119,3
Карабулак-2 (1сш)	110,4	113,6	116,3	115,2	116,6	118,6	118,1	119,6	116,8	119,1	118,4	119,7	117,6	119,1	118,4	119,6	117,5	118,9	118,3	119,1
(2сш)	110,3	113,5	116,1	115,1	116,5	118,5	117,9	119,5	116,7	119,0	118,2	119,5	117,5	119,0	118,2	119,5	117,3	118,8	118,1	119,0
Магас	112,8	115,4	118,4	117,0	116,9	119,0	118,9	120,2	117,1	119,5	119,3	120,2	118,2	119,5	119,3	120,2	118,0	119,3	119,2	119,8
Малгобек-3	107,5	111,6	114,2	113,8	111,3	116,6	115,8	118,2	116,4	118,8	117,2	119,6	116,5	118,6	117,2	119,4	116,7	118,6	117,2	119,2
Назрань (1сш)	111,9	114,6	117,6	116,3	117,0	119,0	118,8	120,1	117,2	119,6	119,2	120,1	118,1	119,6	119,2	120,1	118,0	119,3	119,1	119,7
(2сш)	111,9	114,6	117,6	116,3	117,0	119,0	118,8	120,1	117,2	119,6	119,2	120,1	118,1	119,6	119,2	120,1	118,0	119,3	119,1	119,7
Назрань-2 (1сш)	111,9	113,8	118,0	116,5	115,4	117,6	118,3	119,6	115,6	118,1	118,7	119,6	116,9	118,1	118,7	119,6	116,7	117,9	118,6	119,2
(2сш)	111,9	113,8	118,0	116,5	115,4	117,6	118,3	119,6	115,6	118,1	118,7	119,6	116,9	118,1	118,7	119,6	116,7	117,9	118,6	119,2
Плиево	110,6	113,6	116,5	115,3	116,5	118,5	118,2	119,6	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Слепцовская-110	110,1	113,4	115,8	115,0	116,4	118,4	117,6	119,4	116,6	118,9	117,9	119,4	117,3	118,9	117,9	119,4	117,2	118,7	117,9	118,9
Юго-Западная	113,0	115,5	118,5	117,1	117,3	119,3	119,1	120,4	117,5	119,8	119,5	120,4	118,5	119,8	119,5	120,4	118,3	119,6	119,4	120,0
Плиево Новая	--	--	--	--	--	--	--	--	116,8	119,1	118,6	119,7	117,6	119,1	118,6	119,6	117,5	118,9	118,5	119,1
U _{мин} в сети 110 кВ	107,5	111,6	114,2	113,8	111,3	116,6	115,8	118,2	115,6	118,1	117,2	119,4	116,4	118,1	117,1	119,3	116,7	117,9	117,2	118,9
U _{макс} в сети 110 кВ	113,0	115,5	118,5	117,1	117,3	119,3	119,1	120,4	117,5	119,8	119,5	120,4	118,5	119,8	119,5	120,4	118,3	119,6	119,5	120,0
U _{мин} в сети 35 кВ	33,0	35,9	34,6	35,4	34,3	36,7	35,4	36,8	33,7	36,0	35,3	36,8	35,1	36,8	35,5	37,0	35,3	36,7	35,5	36,9
U _{макс} в сети 35 кВ	37,4	38,4	38,0	37,8	38,5	39,2	38,3	38,5	38,5	38,9	38,2	38,5	38,5	39,0	38,2	38,5	38,5	39,0	38,2	38,5

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

67

Анализ данных, приведенных в таблице 4.2.2 и расчетов режимов показал следующее:

- в нормальной схеме напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимом пределе, минимальное напряжение в сети 110 кВ составит 107,5 кВ, а максимальное 120,4 кВ, в сети 35 кВ минимальное напряжение – 33 кВ, а максимальное – 38,5 кВ;

- в послеаварийных режимах напряжения в сети 35-110 кВ поддерживаются не ниже $0,9 U_{ном}$;

- регулирование напряжения в сети 35 и 110 кВ энергосистемы обеспечивается за счет регулировочных возможностей автотрансформаторов на подстанциях 330 кВ Владикавказ-2, Владикавказ-500 и Грозный и трансформаторов на подстанциях 110 и 35 кВ. С вводом мощности на Грозненской ТЭС появляется возможность использовать и ее для регулирования напряжения в сети 110 кВ прилегающих энергосистем;

- в расчетных режимах летних максимальных и минимальных нагрузок для поддержания напряжения в электрической сети 330 кВ Восточной зоны ОЭС Юга в допустимых пределах необходимо включение шунтирующих реакторов (ШР) на ПС 330 кВ Артем, Чирюрт, Владикавказ—2, Моздок и Моздок-500. Работа БСК-110 кВ на ПС 330 кВ Артем и СК на ПС 330 кВ Дербент и Владикавказ-2 в нормальном режиме не требуется.

Вывод. Из анализа выполненных расчетов и условий формирования баланса реактивной мощности следует, что уровень напряжения в сети 35-110 кВ Ингушской энергосистеме поддерживается в нормируемых пределах и установка дополнительных источников реактивной мощности (ИРМ) в энергосистеме Республики Ингушетия в период 2017-2021 г.г. с учетом ввода Грозненской ТЭС не требуется.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										68
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В таблице 5.1 приведены результаты расчетов токов к.з. для двух этапов формирования схемы энергосистемы Республики Ингушетия и отключающая способность выключателей, установленных в РУ 110 кВ подстанций энергосистемы по состоянию на 1.01.2016 г.

Анализ результатов расчетов показал, что в период 2016-2021 гг. расчетные величины токов к.з. на шинах 110 кВ подстанций, функционирующих на территории энергосистемы Республики Ингушетия не превышают отключающую способность установленных в РУ 110 кВ выключателей.

Наибольшие величины токов к.з. в сети 110 кВ в схеме 2021 года имеют место на подстанциях 110 кВ Плиево New, Магас и Юго-Западная и составляют 17,74, 17,02 и 16,54 кА соответственно.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								Лист 69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				

Таблица 5.1 - Оценка соответствия отключающей способности выключателей, установленных в РУ 110 кВ подстанций энергосистемы Республики Ингушетия перспективным токам к.з. на этапе 2017 г. и с учетом развития электрических сетей в период до 2021 г.

Наименование подстанций	Напря-жение РУ, кВ	Установленные выключатели		Расчётный ток к.з. в 2017 г., кА		Расчётный ток к.з. в 2021 г., кА	
		Количество и тип	I откл., кА	3-х фазного	одно-фазного	3-х фазного	одно-фазного
Существующие подстанции ПС 110кВ:							
Юго-Западная	110	3 х ВМТ-110Б	25	13,24	13,06	16,54	15,46
Назрань: 1сш 2 сш	110	2 х ВМТ-110Б	20	9,72	6,73	11,05	7,21
				9,72	6,73	11,05	7,21
Вознесеновская-2	110	5 х МГ-110 2 х ВГТ-110	13,2 40	3,0	3,42	6,2	6,02
Плиево	110	11 х МКП-110	20	13,0	11,65	-	-
		1 х У110-2000	50				
		1 х ВМТ-110Б	25				
Слепцовская-110	110	2 х ВМТ-110Б	25	5,36	3,8	5,85	4,0
Карабулак-2: 1сш 2 сш	110	3 х ВМТ-110	40	6,97	5,03	7,89	5,69
				6,97	5,24	7,89	5,69
Магас	110	4 х ВМТ-110Б	25	11,52	11,57	17,02	16,62
		5 х ВГТ-110	40				
		1 х ВГТ-110	40				
Ачалуки	110	-	-	5,45	4,93	8,35	6,6
Новые подстанции ПС 110 кВ:							
Малгобек-3	110	3 х ВЭБ-110	40	2,69	3,0	5,19	4,89
Плиево Новая	110	13 х ВЭБ-110	40	-	-	17,74	15,78
Вознесеновская-3	110	6 х ВМТ-110	40	2,87	3,28	6,15	6,02
Назрань-2: 1 сш 2 сш	110	3 х ВЭБ-110	40	5,09	3,57	5,29	3,64
				5,09	3,57	5,29	3,64
Галашки	110	3 х ВЭБ-110	40	3,07	2,77	3,36	2,94
Али-Юрт	110	3 х ВМТ-110	40	8,37	7,96	10,95	9,82
Аби-Гув	110	3 х ВГТ-110	40	8,37	7,74	10,95	9,55

Примечание: **жирным** шрифтом выделены выключатели, вводимые на подстанциях в период 2016-2021 гг.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	период 2016-2021 гг.						Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				70

6 ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И НЕОБХОДИМЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ РЕКОМЕНДУЕМОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ В ПЕРИОД 2016-2021 Г.Г.

В объемы электросетевого строительства включены объекты вновь сооружаемые, расширяемые и реконструируемые на территории Республики Ингушетия в период 2016-2021 гг.

Оценка капиталовложений в развитие электрической сети 110 кВ и выше выполнена по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденному приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 №385 (в ред. приказа от 21.10.2014 за №477) в базовых ценах 2000 года с последующим пересчетом в цены II квартала 2016 г.

Стоимость СМР, прочих работ и затрат и ПИР в текущем уровне цен определяется в соответствии с рекомендуемыми к применению во II квартале 2016 года индексами:

- $K_{\text{смп}} = 5,98$ – индекс изменения сметной стоимости СМР к ФЕР по виду строительства «Прочие объекты» для Республики Ингушетия (без НДС, Приложение 1 к письму Минстроя России от 03.06.2016 г. № 17269-ХМ/09);

- $K_{\text{оборуд.}} = 4,28$ – индекс изменения сметной стоимости оборудования по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 5 к письму Минстроя России 03.06.2016 г. № 17269-ХМ/09);

- $K_{\text{проч.}} = 8,42$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат по отрасли Электроэнергетика (без НДС, Приложение 4 к письму Минстроя России 03.06.2016 г. № 17269-ХМ/09).

Для пересчета ПИР $K_{\text{проект.}} = 1,19 \times 3,82 = 4,66$:

- 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 I квартал 2015 г. применяется $K_{\text{проект.}} = 3,92$ (без НДС, Приложение 3 Минстроя России 03.06.2016 г. № 17269-ХМ/09);.

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

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

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

В таблице 6.2 приведены сводные показатели электросетевого строительства напряжением 35-110 кВ в энергосистеме Республики Ингушетия в 2017-2021 гг. Поименный перечень электросетевых объектов, планируемых для строительства в 2017-2021 гг. с указанием объемов и необходимых капитальных вложений, приведен в Разделе 8 «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия на 2017-2021 гг.».

Приведенные в Разделе 8 величины затрат являются предварительными и должны уточняться на последующих стадиях проектирования.

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
									71	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

Для реализации рекомендуемого развития электрических сетей напряжением 35-110 кВ, предусмотренного Комплексной программой на территории Республики Ингушетия в период 2017-2021 гг. потребуется **4132,35** млн. руб. капитальных вложений с учетом НДС в ценах II квартала 2016 г. Из них по объектам ПАО «ФСК ЕЭС» – **54,81** млн. руб., по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» – **2958,6** млн. руб. и по объектам ГУП «Ингушэлектросервис» – **1118,94** млн. руб.

Таблица 6.2 - Сводные показатели капиталовложений в строительство электрических сетей напряжением 35-110 кВ в энергосистеме Республики Ингушетия в 2017-2021 гг.

млн. руб. с НДС (цены II кв. 2016 г.)

Наименование	Потребность капитальных вложений по годам					Всего в 2017-2021 гг.
	2017	2018	2019	2020	2021	
Всего по программе	993,51	1208,32	1372,18	254,15	304,19	4132,35
в т.ч: объекты ПАО «ФСК ЕЭС»	-	-	-	54,81	-	54,81
из них: мероприятия утвержденной ИП	-	-	-	-	-	-
мероприятия не включенные в утвержденную ИП	-	-	-	54,81	-	164,43
объекты ПАО «МРСК СК»	7,78	1208,32	1238,97	199,34	304,19	2958,6
из них мероприятия утвержденной ИП	-	29,95	934,61	43,47	-	1008,03
мероприятия не включенные в утвержденную ИП	7,78	1178,37	304,36	155,87	304,19	1950,57
объекты ТСО ГУП «Ингушэлектросервис»	985,73	-	-	133,21		1118,94

Из общей суммы капиталовложений по объектам напряжением 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия в таблице 6.3 приведены суммарные показатели электросетевого строительства по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» и ГУП «Ингушэлектросервис» с разделением по линиям электропередачи и подстанциям и выделением нового строительства и реконструкции.

В соответствии с разработанной Комплексной программой в части объектов ПАО «МРСК Северного Кавказа» предусматривается строительство **230,1** км ВЛ 35-110 кВ, одной подстанции 110 кВ на замену действующей, реконструкция и расширение 9 подстанций 35-110 кВ, на которых планируется установить (заменить) 11 трансформаторов суммарной мощностью **125,2** МВА. Для реализации намеченного программой электросетевого строительства по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» потребуется **2958,6** млн. руб. капитальных вложений, в том числе затраты, не включенные в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа», составляют **1950,57** млн. руб.

Значительные объемы электрических сетей 35 и 110 кВ построены за счет средств, выделяемых Правительством Республики Ингушетия. В 2016-2021 гг. из числа построенных объектов предусматривается ввод 5 подстанций 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 178 МВА и 3 подстанции 35 кВ с мощностью трансформаторов 37,8 МВА.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
							72

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

75

Таблица 6.3 - Объемы строительства, технического перевооружения и реконструкции электрических сетей напряжением 35-110 кВ по филиалу ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго» и по ГУП «Ингушэлектросервис» в 2017-2021 гг.

Наименование	Ввод объектов (км, МВА) и потребность капитальных вложений по годам (млн. руб. с НДС)															Всего в 2017-2021 гг.		
	2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021 г.			км	МВА	млн. руб.
	км	МВА	млн. руб.	км	МВА	млн. руб.	км	МВА	млн. руб.	км	МВА	млн. руб.	км	МВА	млн. руб.			
Всего по объектам ПАО «МРСК СК»	0,9		7,78	139		1208,32	25	72,6	1238,97	33,0	40	199,34	32,2	12,6	304,19	230,1	125,2	2958,6
В том числе:																		
<i>мероприятия предусмотренные утвержденной ИП</i>			-	4,0		29,95		40	934,61	33,0		43,47			-	37,0	40	1008,03
Линии электропередачи	-	-	-	4,0	-	5,31			0,59	33,0		43,47				37,0		49,37
Подстанции	-	-	-	-	-	24,64		40	934,02								40	958,66
из них: новое строительство	-	-	-	-	-	-		40	934,02								40	934,02
реконструкция	-	-	-	-	-	24,64												24,64
<i>мероприятия не включенные в утвержденную ИП</i>	0,9		7,78	135		1178,37		32,6	304,36		40	155,87	32,2	12,6	304,19	193,1	85,2	1950,57
Линии электропередачи	0,9		7,78	135		1068,75	25		197,92				32,2		228,43	193,1		1502,88
из них: новое строительство	0,9		7,78	135		1068,75	25		197,92							160,9		1274,45
реконструкция													32,2		228,43	32,2		228,43
Подстанции						109,62		32,6	106,44		40	155,87		12,6	75,76		85,2	447,69
из них: новое строительство						109,62					40	155,87					40	265,49
реконструкция								32,6	106,44					12,6	75,76		45,2	182,2
Объекты ТСО ГУП «Ингушэлектросервис»	121,1	203,2	985,73	6,4	-	-	22	32	133,21	-	-	-	-	-	-	149,5	235,2	1118,94
Объекты построенные, но не введенные в эксплуатацию	79,7	146	-	6,4	-	-	22	32	-	-	-	-	-	-	-	130,2	203,2	
Новое строительство	41,4	57,2	821,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41,4	57,2	821,30
Реконструкция	-	-	164,43	-	-	-	-	-	133,21	-	-	-				-	-	297,64

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

73

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

7.1 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 Ингушетия 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);
- потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР);
- 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

В таблице 7.1 приведен расчет условно-постоянных потерь по периодам ввода оборудования.

Как видно из приведенных в таблице 7.1 данных в 2016-2017 гг. произойдет увеличение абсолютной величины технологических потерь электроэнергии на 16,293 млн. кВт.ч в год (на 94 %). Результаты расчета технических потерь по составляющим отражают процесс развития электроэнергетического комплекса энергосистемы Республики Ингушетия по расчетным периодам.

Анализ планируемого развития электроэнергетического комплекса энергосистемы Республики Ингушетия в период 2016-2021 гг. показывает, что в 2016-2017 гг. по сравнению со следующим периодом предусматриваются основные вводы, электросетевых объектов, связанных с присоединением новых потребителей. Соответственно в этот период в сети на 35 % увеличивается величина условно-постоянных потерь электроэнергии. Значительное увеличение в 2016-2017 гг. нагрузочных потерь электроэнергии обусловлено ростом транзитных перетоков мощности по сети 110 кВ энергосистемы. В 2018-2021 гг. вводы ВЛ 110 кВ будут в основном связаны со строительством новых и реконструкцией существующих линий электропередачи для выдачи мощности Грозненской ТЭС, ввод которой предусматривается в 2018 г. После ввода мощности Грозненской ТЭС существенно снижается транзит мощности по сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия, соответственно, снижаются нагрузочные потери электроэнергии в сети 110 кВ.

Относительная величина потерь электроэнергии в сети 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия (см. таблицу 7.2.) составляет: в 2015 г. – 2,54 %, в 2017 г. – 4,79 % и в 2021 г. – 3,67 %.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										75
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1 - Результаты расчета условно-постоянных и переменных
(нагрузочных) потерь электроэнергии в 2015 г. и на расчетных этапах
тыс. кВт.ч

Класс напряжения	Наименование	2015 г.	2017 г.	2021 г.
1	Условно-постоянные потери электроэнергии			
110 кВ	1.1 Линии электропередачи 110 кВ			
	Потери электроэнергии на корону	162,5	237,7	287,5
	Протяженность вводимых ВЛ, км	-	87,4	57,9
	Увеличение потерь на корону в связи с вводом новых ВЛ	-	75,2	49,8
	<i>Итого потери на корону:</i>	<i>162,5</i>	<i>237,7</i>	<i>287,5</i>
	1.2 Подстанции 110 кВ			
	Собственные нужды подстанций	1051	1801	1926
	Потери электроэнергии в системе учета и измерения	1489	1678	1751,8
	Потери электроэнергии на холостой ход (хх) трансформаторов	2190	3802	4073,5
	Прирост потерь в трансформаторах на хх	-	1612	271,5
	Увеличение мощности трансформаторов, шт. х МВА			
	110/35/10кВ	-	4х16 2х25	1х40
	110/10 кВ		2х16	2х16
	Демонтаж трансформаторов 110/35/10кВ	-	-	2х20
	<i>Итого потери электроэнергии на подстанциях 110 кВ:</i>	<i>4730</i>	<i>7281</i>	<i>7751,3</i>
	Всего потери в сети 110 кВ:	4893	7519	8039
35 кВ	1.3 Подстанции 35 кВ			
	Потери электроэнергии на холостой ход (хх) трансформаторов	1840	1895,2	1895,2
	Прирост потерь в трансформаторах на хх	-	55,2	-
	Увеличение мощности трансформаторов 35/10кВ, шт. х МВА	-	6х6,3	-
	Собственные нужды подстанций	438	633	633
	Потери электроэнергии в системе учета и измерения	1051	1092	1092
	<i>Итого по подстанциям 35 кВ:</i>	<i>3329</i>	<i>3620</i>	<i>3620</i>
	Итого постоянные потери электроэнергии в сети 35 и 110 кВ	8222	11139	11659
2	Нагрузочные потери в сети 35-110 кВ:			
	потери мощности, МВт	2,23	5,51	3,82
	в том числе в ВЛ 110 кВ	1,01	2,39	1,32
	в ВЛ 35 кВ	0,77	1,91	1,64
	потери электроэнергии	9094	22470	15578
3	Всего технологические потери электроэнергии в сети 35 и 110 кВ:	17316	33609	27237

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		
						Лист		
						76		

7.2 Величина недоотпуска электроэнергии

В существующей схеме электрической сети недоотпуск электроэнергии обусловлен недостаточной установленной мощностью трансформаторов на отдельных подстанциях, где отключение одного из трансформаторов может приводить к перегрузке оставшегося в работе трансформатора, превышающей аварийно-допустимую (более 30 % номинальной), и соответственно к ограничению потребителей для разгрузки трансформатора. Кроме того, в энергосистеме имеются подстанции с одним трансформатором (или с одной питающей ВЛ), где отсутствует возможность резервирования потребителей на низком напряжении.

При развитии схемы энергосистемы республики и повышении надежности электроснабжения потребителей величина недоотпуска электроэнергии снижается. Наибольшее снижение недоотпуска будет обусловлено вводом второго трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Плиево New, вводом ВЛ 110 кВ Вознесенская - Предмостная и увеличением установленной мощности трансформаторов на ряде ПС 35 кВ (мероприятия 2020 г.). Оценка величины недоотпуска электроэнергии в 2017-2021 гг. приведена в таблице 7.2.

7.3 Аварийность, количество аварий

Если принять за базу количество аварий, произошедших в сети 35-110 кВ, в энергосистеме Республики Ингушетия в 2015 г., то в последующие годы количество аварий должно увеличиться соответственно увеличению протяженности линий электропередачи, количеству подстанций и устанавливаемого на них оборудования.

Углубленная оценка изменения количества аварий в сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2016-2021 гг. выполнена с использованием показателей надежности элементов электрической сети, рассчитанных ОАО «Фирма ОРГРЭС» по данным об отказах действующего оборудования и ЛЭП за период 1983-1989 гг. (Л-9, таблица 6.4).

Ввод новых ВЛ и подстанций напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме Республики Ингушетия в целом повышают гибкость и надежность функционирования энергосистемы, однако повышение общего количества элементов сети 35 кВ и выше может привести к увеличению количества аварий в сети 35-110 кВ на 6 в 2017 г. и на 8 – 2021 г.

В таблице 7.2 приведены показатели аварийности в сети 35-110 кВ в 2015-2021 гг.

7.4 Износ оборудования

Информация по износу оборудования на центрах питания напряжением 35-110 кВ и ВЛ 35-110 кВ в энергосистеме Республики Ингушетия приведена по каждой ВЛ и ПС и представлена в Приложениях Д-1 и Д-2. В таблице 7.2 приведены средние показатели износа ВЛ и ПС.

7.5 Общее количество центров питания. Количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности.

По величине максимальной нагрузки подстанций на 1.01.2016 г. (с учетом режима n-1 и допустимой перегрузки 5% силовых трансформаторов) количество центров пита-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Информация по износу оборудования на центрах питания напряжением 35-110 кВ и ВЛ 35-110 кВ в энергосистеме Республики Ингушетия приведена по каждой ВЛ и ПС и представлена в Приложениях Д-1 и Д-2. В таблице 7.2 приведены средние показатели износа ВЛ и ПС. 7.5 Общее количество центров питания. Количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности. По величине максимальной нагрузки подстанций на 1.01.2016 г. (с учетом режима n-1 и допустимой перегрузки 5% силовых трансформаторов) количество центров пита-					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
								77

ния в энергосистеме напряжением 35-110 кВ, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения трансформаторной мощности, составило 10 из 32 (31,2 %), в том числе напряжением 110 кВ – 3 из 8, напряжением 35 кВ – 7 из 24 (Приложение Г).

С учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, количество центров питания напряжением 35-110 кВ, на которых в 2017 и 2021 годах будет отсутствовать возможность технологического присоединения потребителей без увеличения (авто)трансформаторной мощности, в энергосистеме Республики Ингушетия составит: без выполнения мероприятий, не включенных в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа» - 10 из 40, т.е. 25 %, при выполнении мероприятий, не включенных в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа» - 5 из 40, т.е. 12,5 % (Приложение Г).

Суммарная трансформаторная мощность центров питания напряжением 35 и 110 кВ на 1.01.2016 г. составляла 371,63 МВА, в том числе 110 кВ – 210 МВА, 35 кВ – 161,63 МВА. В 2017 году мощность трансформаторов на центрах питания 110 кВ увеличится до 404 МВА, на центрах питания 35 кВ – до 201,43 МВА. В 2018-2021 гг. мощность трансформаторов на центрах питания 35 кВ увеличивается до 221,0 МВА (на 19,6 МВА), а мощность трансформаторов на центрах питания 110 кВ к 2021 году может увеличиться до 476 МВА.

Суммарная максимальная нагрузка центров питания по результатам замеров максимума в энергосистеме Республики Ингушетия за 2015 г. напряжением 110 кВ составляла 127 МВА, напряжением 35 кВ – 72 МВА (Приложение Г). Суммарная средняя загрузка трансформаторов центров питания напряжением 110 кВ в 2015 г. составляла 60,5 %, напряжением 35 кВ – 44,5 %. Необходимо отметить, что на 5 подстанциях 35 кВ при отключении одного из трансформаторов (режим n-1) нагрузка оставшегося в работе превышает 140 % номинальной, еще на двух подстанциях 35 кВ нагрузка трансформаторов в режиме (n-1) составляет 106,4 и 116,5 % номинальной.

Суммарная максимальная нагрузка центров питания напряжением 110 кВ и 35 кВ с учетом реализации заключенных договоров на технологическое присоединение потребителей составит в 2017 г. 140 МВА и 77 МВА, в 2021 г. – 145 МВА и 78 МВА соответственно. Таким образом, средняя загрузка трансформаторов центров питания напряжением 110 кВ в 2017 г. составит 34,6 %, в 2021 г. – 33,2 %. Загрузка трансформаторов центров питания напряжением 35 кВ в 2017 г. составит 38,2 % и в 2021 г. – 35,3 %.

Однако, несмотря на практически удвоение мощности трансформаторов на ПС 110 кВ и увеличение более чем на 37 % мощности трансформаторов 35 кВ (в основном за счет ввода новых подстанций), в энергосистеме сохраняются центры питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения трансформаторной мощности, в 2021 г.: ПС 110 кВ Назрань и 4 подстанции 35 кВ.

В таблице 7.2 приведено количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности, в сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015-2021 гг. при реализации только электросетевого строительства предусмотренного, инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» и при выполнении мероприятий сверх инвестиционной программы, рекомендуемых настоящей работой.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	единение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения трансформаторной мощности, в 2021 г.: ПС 110 кВ Назрань и 4 подстанции 35 кВ.						
			В таблице 7.2 приведено количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности, в сети 35-110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015-2021 гг. при реализации только электросетевого строительства предусмотренного, инвестиционной программой ПАО «МРСК Северного Кавказа» и при выполнении мероприятий сверх инвестиционной программы, рекомендуемых настоящей работой.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			Лист
									78

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

81

Таблица 7.2 - Технико-экономические показатели функционирования энергосистемы Республики Ингушетия 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	%	2,54	3,57	4,79	4,37	3,95	3,71	3,67
2	Величина недоотпуска	тыс.кВт.час	145,17	137,0	120,0	115,0	90,0	75,0	75,0
3	Аварийность в сети 35-110 кВ	Кол-во аварий /1000 у.е.	11,19	11,25	11,66	12,30	12,85	13,08	13,08
	общее количество аварий	шт.	47	49	53	57	59	61	61
	объем эксплуатируемых сетей	у.е.	4200	4350	4420	4546	4625	4655	4663
4	Износ оборудования (средний)								
	линии электропередачи	%	184	188	192	196	200	204	208
	подстанции	%	136	140	144	148	152	156	160
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./%	10 / 32,2	9 / 27,3	9 / 23,1	9 / 23,1	9 / 22,5	9 / 22,5	10 / 25,0
	При выполнении мероприятий, не включенных в инвестиционную программу ПАО «МРСК СК»	шт./%	10 / 32,2	9 / 27,3	9 / 23,1	9 / 23,1	8 / 20,0	6 / 15,0	5 / 12,5
6	Загрузка центров питания								
	напряжением 110 кВ	МВА/%	127/ 60,5	137/ 53,1	140/ 34,6	141/35,0	143/32,8	144/30,2	145/ 30,5
	напряжением 35 кВ	МВА/%	72 / 48,3	75 / 46,4	77 / 41,2	77 / 41,2	77 / 38,7	78 / 38,3	78 / 37,0
	Установленная трансформаторная мощность ПС 110кВ	МВА	210	258	404	404	436	476	476
	Установленная трансформаторная мощность ПС 35кВ	МВА	149,03	161,63	186,83	186,83	198,83	203,43	211,03
7	Отпуск электроэнергии	млн. кВт*час	682,0	692,0	702,0	713,0	723,0	735,0	743,0
8	Потери электроэнергии в сети,	млн. кВт*час	17,316	24,72	33,609	31,163	28,564	27,237	27,237

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

79

8 КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И ВЫШЕ
НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ НА 2017-2021 ГОДЫ (лист 1)

№ 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
	ВСЕГО ПО ПРОГРАММЕ, в том числе	379,6	360,4	347,4	334,8			4132,35		122	203,2	145,4		47	104,6	33	40	32,2	12,6	379,6	360,4	993,51	1208,32	1372,18	254,15	304,19	4132,35			
	ПАО "ФСК ЕЭС" (ФСК)							54,81																	54,81		54,81			
	в т.ч. мероприятия утвержденной ИП																													
	в т.ч. мероприятия, не включенные в утвержденную ИП							54,81																	54,81		54,81			
	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	230,1	125,2	197,9	99,6			2958,6		0,9		139		25	72,6	33	40	32,2	12,6	230,1	125,2	7,78	1208,32	1238,97	199,34	304,19	2958,6			
	в т.ч. мероприятия утвержденной ИП	37	40	37	40			1008,03				4,0			40	33,0				37,0	40		29,95	934,61	43,47		1008,03			
	в т.ч. мероприятия, не включенные в утвержденную ИП	193,1	85,2	160,9	59,6			1950,57		0,9		135		25	32,6		40	32,2	12,6	193,1	85,2	7,78	1178,37	304,36	155,87	304,19	1950,57			
	ТСО	149,5	235,2	149,5	235,2			1118,94		121,1	203,2	6,4		22	32					149,5	235,2	985,73		133,21			1118,94			
1	Новое строительство																													
1.1.	ПАО "ФСК ЕЭС" (ФСК)																													
	в электрических сетях 220 кВ и выше																													
	в электрических сетях 110 кВ																													
	в электрических сетях 35 кВ																													
	в электрических сетях 0,4-20 кВ*																													
1.2.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	197,9	80	197,9	80			2523,33		0,9		139,0		25	40	33,0	40			197,9	80	7,78	1183,68	1132,53	199,34	-	2523,33			
1.2.1	Мероприятия, предусмотренные утвержденной ИП	37	40	37	40			983,39				4,0			40	33,0				37,0	40		5,31	934,61	43,47		983,39			
	в электрических сетях 110 кВ		40		40			934,02							40						40			934,02			934,02			
1.2.1.1	ПС 110/35/10 кВ Плиево New (с заходами ВЛ 110 и 35 кВ) (см. примеч. 1)		40		40	Строительство новой подстанции	да	934,02	2019						40					40				934,02			934,02	Филиал ПАО «МРСК СК» «Ингушэнерго»	Строительство новой ПС 110 кВ на замену выработавшей эксплуатационный ресурс. ИП ПАО «МРСК СК»	см. примеч. 1
	в электрических сетях 35 кВ																													
	в электрических сетях 0,4-20 кВ*	37		37		Стр-во ВЛ 0,4-10 кВ		49,37	2020			4,0				33,0				37,0			5,31	0,59	43,47		49,37	Филиал ПАО «МРСК СК» «Ингушэнерго»	ИП ПАО «МРСК СК»	
1.2.2	Мероприятия, не включенные в утвержденную ИП	160,9	40	160,9	40			1539,94		0,9		135		25		40				160,9	40	7,78	1178,37	197,92	155,87		1539,94			
	в электрических сетях 110 кВ	160	40	160	40			1532,16				135		25		40				160	40		1178,37	197,92	155,87		1532,16			
1.2.2.1	ВЛ 110 кВ Вознесенская-3 - Предмостная (подключение отпайкой к ВЛ 110 кВ Л-130 Предмостная - Моздок)	25		25		АС-185	да	197,92	2019					25						25				197,92			197,92	ПАО «МРСК СК»	Создание 2-го источника питания Малгобекского энергорайона ТУ на ТП к сетям ПАО "МРСК СК" №445р от 07.11.2014г с изменениями от 01.06.2015г, договор ТП от 28.07.2015 № 243/2015	
1.2.2.2	ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС - Плиево	75		75		АС-240	нет	593,75	2018			75								75			593,75			593,75	Заказчик строительства Грозненской ТЭС	Выдача мощности Грозненской ТЭС. «Схема выдачи мощности Грозненской ТЭС», ТУ №496р от 30.11.2015г. на ТП к сетям АО "Чеченэнерго" Грозненской ТЭС	см. примеч. 1	
1.2.2.3	ВЛ 110 кВ Плиево - Горец	60		60		АС-185	нет	475	2018			60								60			475			475				
1.2.2.4	ПС 110/35/10 кВ Плиево (расширение) (см. примеч. 1)					2 яч. 110 кВ	нет	109,62	2018													109,62			109,62					
1.2.2.5	ПС 110/35/10 кВ Плиево New (расширение, уст Т-2 и яч. 110 и 35 кВ) (см. примеч. 1)		40		40	Установка Т-2	нет**	155,87	2020							40				40					155,87	155,870	Филиал ПАО «МРСК СК» «Ингушэнерго»	Повышение надежности электроснабжения, исключение ограничений нагрузки потребителей. Обосновано в рамках данной работы	В оптимистическом варианте СИПР. (см. примеч. 1)	

Инов. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И ВЫШЕ
НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ НА 2017-2021 ГОДЫ (лист 2)

№ 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
	в электрических сетях 35 кВ	0,9		0,9				7,78		0,9								0,9		7,78					7,78					
1 2 2 6	Заход от ВЛ 35 кВ Назрань - Кантышево на ПС 110 кВ Назрань-2 (2-х цепный)	0,9		0,9		АС-120	нет**	7,78	2017	0,9								0,9		7,78					7,78	Филиал ПАО «МРСК СК» «Ингушэнерго»	Перевод нагрузки сети 35 кВ на ПС 110 кВ Назрань-2. Обосновано в рамках данной работы	В оптимизационном варианте СИПР		
	в электрических сетях 0,4-20 кВ*																	0						0						
1.3.	ТСО	149,5	235,2	149,5	235,2			821,30		121,1	203,2	6,4		22	32			149,5	235,2	821,30					821,30					
	в электрических сетях 220 кВ и выше																													
	в электрических сетях 110 кВ	97,8	210	97,8	210			361,27		69,4	178	6,4		22	32			97,8	210	361,27					361,27					
1.3.1	Объекты построенные, но не введенные в эксплуатацию	93,3	178	93,3	178					64,9	146	6,4		22	32			93,3	178											
1 3 1 1	ВЛ 110 кВ Малгобек-3-Вознесеновская-2	9,2		9,2		АС-120	да		2016	9,2								9,2								ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Подключение новых ПС 110кВ Малгобек-3 и Вознесеновская-3. ТУ на ТП к сетям ПАО "МРСК СК" №445р от 07.11.14г с изменениями от 01.06.15г, договор ТП от 28.07.2015 № 243/2015			
1 3 1 2	ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2-Вознесеновская-3	6,4		6,4		АС-120	да		2019				6,4					6,4							ГУП «Ингушэлектро-сервис»					
1.3.1.3	ВЛ 110 кВ Малгобек-3 -- Вознесеновская -3	15,6		15,6		АС-120	да		2019				15,6					15,6							ГУП «Ингушэлектро-сервис»					
1.3.1.4	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2-Назрань-2 (2-х цепная)	20		20		АС-120	да		2017	20								20							ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Подключение новой ПС 110кВ Назрань-2. ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.11г				
1.3.1.5	ВЛ 110 кВ Магас-Али-Юрт	4,5		4,5		АС-120	да		2017	4,5								4,5							ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Подключение новой ПС 110кВ Али-Юрт. ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.10.14г				
1 3 1 6	ВЛ 110 кВ Али-Юрт-Галашки	28		28		АС-120	да		2017	28								28							ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Подключение новой ПС 110кВ Галашки. ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.14г				
1.3.1.7	Заходы ВЛ 110 кВ Владикавказ-2-Плиево (Л-203) на ПС 110 кВ Магас	6,4		6,4		АС-150	да		2018			6,4						6,4							ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Повышение надежности эл. снабжения и присоединение новых потребителей. ТУ на ТП к сетям ПАО «МРСК СК» №586 от 17.06.2016 г. и договор ТП № 307/2016 от 28/07/2016 г.				
1 3 1 8	Заход ВЛ 110 кВ Л-153 на ПС 110 кВ Магас	3,2		3,2		АС-150	да		2017	3,2								3,2							ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Присоединение новых потребителей и разгрузка ПС 110 кВ Назрань. ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.06.2011г				
1.3.1.9	ПС 110/35/10 кВ Назрань-2		2х25		2х25		да		2017		50								50						ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Присоединение нагрузок промзоны Али-Юрт ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.10.2014г				
1.3.1.10	ПС 110/10 кВ Али-Юрт		2х16		2х16		да		2017		32								32						ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Присоединение новых потребителей ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.2014г				
1.3.1.11	ПС 110/35/10 кВ Галашки		2х16		2х16		да		2017		32								32						ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Присоединение новых потребителей ТУ на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.2014г				
1.3.1.12	ПС 110/10 кВ Вознесеновская-3		2х16		2х16		да		2019					32					32						ГУП «Ингушэлектро-сервис»	Присоединение новых потребителей. ТУ на ТП к сетям ПАО "МРСК СК" №445р от 07.11.2014г с изменениями от 01.06.15г, договор ТП от 28.07.15 № 243/2015				
1.3.1.13	ПС 110/35/10 кВ Малгобек-3		2х16		2х16		да		2016		32								32						ГУП «Ингушэлектро-сервис»					

Инва. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подпись

Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И ВЫШЕ
НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ НА 2017-2021 ГОДЫ (лист 3)

№ 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
1.3.2	Новое строительство	4,5	32	4,5	32			361,27		4,5	32							4,5	32	361,27					361,27					
1.3.2.1	ВЛ 110 кВ Магас – Аби-Гув	4,5		4,5		АС-120	да	31,92	2017	4,5								4,5		31,92					31,92	ГУП «Ингушэлектросервис»	Присоединение новой ПС 110 кВ Аби-Гув. Присоединение новых потребителей в г. Магас. ТУ на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 05.12.14г			
1.3.2.2	ПС 110/10 кВ Аби-Гув		2х16		2х16		да	329,35	2017		32								32	329,35					329,35	ГУП «Ингушэлектросервис»				
	в электрических сетях 35 кВ	51,7	25,2	51,7	25,2			460,03		51,7	25,2							51,7	25,2	460,03					460,03					
1.3.3	Объекты построенные, но не введенные в эксплуатацию	14,8		14,8						14,8									14,8											
1.3.3.1	ВЛ 35 кВ Малгобек-2 - Таргим								2016																	ГУП «Ингушэлектросервис»	Присоединение новой ПС 35 кВ Таргим. ТУ на ТП к сетям ПАО "МРСК СК" №445р от 07.11.14г с изменениями от 01.06.15г, договор ТП от 28.07.15 № 243/2015			
1.3.3.2	ВЛ 35 кВ Малгобек-3 - Таргим	14,8		14,8					2016	14,8								14,8												
1.3.3.3	ПС 35 кВ Таргим								2016																					
1.3.4	Новое строительство	36,9	25,2	36,9	25,2			460,03		36,9	25,2							36,9	25,2	460,03					460,03					
1.3.4.1	ВЛ 35 кВ Назрань-2-Назрань-3	8,9		8,9		АС-95	да	49,41	2017	8,9								8,9		49,41					49,41	ГУП «Ингушэлектросервис»	Присоединение новой ПС 35 кВ Назрань-3 для новых потребителей в г. Назрань. ТУ на ТП №2 от 04.07.2014г на присоединение к ПС 110/35/10кВ "Назрань-2"			
1.3.4.2	ПС 35/10 кВ Назрань-3		2х6,3		2х6,3		да	108,81	2017		12,6							12,6	108,81					108,81						
1.3.4.3	ВЛ 35 кВ Галашки-Первомайская	3		3		АС-95	нет**	21,28	2017	3								3		21,28				21,28	ГУП «Ингушэлектросервис»	Повышение надежности электроснабжения. Обосновано в рамках данной работы	В оптимистическом варианте СИПР			
1.3.4.4	ВЛ 35 кВ Таргим-2-Галашки	25		25		АС-120	да	177,35	2017	25								25		177,35				177,35	ГУП «Ингушэлектросервис»	Повышение надежности электроснабжения и присоединение новых потребителей. ТУ на ТП №13 от 13.02.2015г на присоединение к ПС 110/35/10кВ "Галашки"				
1.3.4.5	ПС 35/10 кВ Таргим-2		2х6,3		2х6,3		да	103,18	2017		12,6							12,6	103,18					103,18						
	в электрических сетях 0,4-20 кВ*																													
2	Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности																													
2.1.	ПАО "ФСК ЕЭС" (ФСК)							54,81															54,81	54,81						
	в электрических сетях 220 кВ и выше																													
2.1.1	Мероприятия, не включенные в утвержденную ИП							54,81															54,81	54,81						
2.1.1.1	Реконструкция ПС 330кВ Владикавказ-500 (замена выключателя в ОРУ 110 кВ в ячейке Л-151)					1 выкл. 110 кВ	да	54,81	2020													54,81	54,81	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Юга	Износ выключателя в ячейке Л-151. ТУ на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 05.12.14г					
	в электрических сетях 110 кВ																													
	в электрических сетях 35 кВ																													
	в электрических сетях 0,4-20 кВ*																													
2.2.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,2	45,2		19,6			435,27						32,6		32,2	12,6	32,2	45,2		24,64	106,44		304,19	435,27					
2.2.1	Мероприятия, предусмотренные утвержденной ИП							24,64														24,64			24,64					
	в электрических сетях 220 кВ и выше																													
	в электрических сетях 110 кВ																													
	в электрических сетях 35 кВ							24,64													24,64				24,64					

Инов. № подл.

Подпись и дата

Взам.инв. №

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подпись

Дата

9 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Энергосистема Республики Ингушетия осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Республики Ингушетия и входит в состав ОЭС Юга и по состоянию на 1.01.2016 г. территориально включает в себя электрические сети напряжением до 110 кВ включительно, эксплуатация которых осуществляется, в основном, филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» «Ингушэнерго».

Электропотребление и максимум электрических нагрузок энергосистемы в 2015 году составили соответственно 681,6 млн. кВт.ч и 137 МВт. Среднегодовой темп роста электропотребления в энергосистеме в 2011÷2015 гг. составлял 4,27 %, темп роста максимума нагрузки – 4,1 %.

2. Республика Ингушетия является энергодефицитным регионом, собственных источников генерации нет. Покрытие потребности энергосистемы Ингушетии в мощности и электроэнергии обеспечивается перетоками мощности по сети 110 кВ от соседних энергосистем.

По состоянию на 01.01.2016 г. на территории Республики Ингушетия функционировали 8 ПС 110 кВ и 23 ПС 35 кВ. На подстанциях 110 кВ установлено 13 трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ суммарной мощностью 210,0 МВА. На подстанциях 35 кВ установлено 36 трансформаторов суммарной мощностью 149,03 МВА.

3. Основные выявленные проблемы электрической сети 35-110 кВ Ингушской энергосистемы:

- только 19,9 км ВЛ 110 кВ имеют срок эксплуатации менее 30 лет (9,5 %), 95,8 км имеют срок эксплуатации свыше 50 лет (45 %);

- 23,2 км ВЛ 35 кВ эксплуатируются менее 30 лет (10 %), 126,8 км эксплуатируются более 50 лет (55 %);

- на четырех ПС 110 кВ и 13 ПС 35 кВ эксплуатируются трансформаторы, со сроком службы 30 лет и более, из них на ПС 110 кВ Плиево (Т-1 и Т-2), Ачалуки (Т-1) и на ПС 35 кВ Троицкая-1 (Т-2), Бековичи (Т-1), Вознесенская-1 (Т-1) трансформаторы эксплуатируются более 50 лет;

- на ПС 110 кВ Плиево и Ачалуки, а также на 13 ПС 35 кВ на трансформаторах отсутствуют устройства РПН;

- на трех ПС 110 кВ (Магас, Ачалуки и Слепцовская), а также на 10 ПС 35 кВ установлено по одному трансформатору и не имеют резервирования на среднем или низком напряжении, что составляет около 40 % от общего количества ПС 35-110 кВ;

- три подстанции 110 кВ (Ачалуки, Вознесенская-2, Слепцовская) и 12 подстанций 35 кВ имеют только один источник питания;

- на двух подстанциях 110 кВ (Назрань и Плиево) и на пяти подстанциях 35 кВ (Водонасосная, Нестеровская, Слепцовская-35, Экажево, Малгобек-2) недостаточная установленная мощность трансформаторов – при отключении одного из трансформаторов (режим n-1) перегрузка оставшегося в работе составляет 40-94 % сверх его номинальной мощности.

4. Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия 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.). Рост электро-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			84

потребления в рассматриваемый период в основном будет определяться развитием коммунально-бытовых и промышленных потребителей

Уровни электропотребления и максимумы нагрузки на перспективу до 2021 года определены следующими величинами:

Наименование показателей	Г о д ы						
	2015 отчёт	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн. кВт.ч	681,6	692	702	713	723	735	743
Темп роста, %	4,06	1,53	1,45	1,57	1,40	1,66	1,09
Годовой максимум нагрузки, МВт	137	144	145	146	147	148	149
Число часов использования максимума нагрузки, час	4975	4805	4841	4884	4918	4966	4987

5. В период до 2021 года в соответствии со «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы» вводов генерирующей мощности в период до 2022 г. на территории Республики Ингушетия не предусматривается. Покрытие потребности в электроэнергии Республики Ингушетия в 2016-2021 гг. как и в предыдущие годы предусматривается по ВЛ 110 кВ из соседних энергосистем. Связи энергосистемы Республики Ингушетия с другими энергосистемами ОЭС Юга должны обеспечивать получение мощности в республику в размере до 149 МВт в 2021 году.

6. Развитие электрических сетей 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия в период 2016-2021 гг. предусматривается по следующим направлениям:

- ввод уже построенных (реконструированных) электросетевых объектов, но не введенных ранее в эксплуатацию;
- строительство электросетевых объектов, предусмотренных утвержденными инвестиционными программами ПАО «МРСК Северного Кавказа» и ПАО «ФСК ЕЭС»;
- строительство (реконструкция) объектов в соответствии с заключенными договорами и выданными ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям Ингушского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»;
- строительство объектов, не включенных в утвержденные ИП сетевых компаний, но необходимость строительства (реконструкции) которых обоснована расчетами данной работы.

7. Выполненные в настоящей работе расчеты показали, что электроснабжение потребителей на территории Республики Ингушетия обеспечивается в 2017-2021 гг. по сетям 35 и 110 кВ с учетом их развития. Строительство сетей более высокого класса напряжения на территории республики до 2021 г. не требуется.

Реализация рекомендуемого развития электрических сетей энергосистемы Республики Ингушетия позволит обеспечить нормируемые параметры электроэнергетического режима и повысить надежность электроснабжения потребителей республики.

8. Из анализа выполненных расчетов и условий формирования баланса реактивной мощности следует, что уровень напряжения в сети 35-110 кВ энергосистеме Республики Ингушетия обеспечивается в нормируемых пределах и установка дополнительных источников реактивной мощности (ИРМ) в энергосистеме в период 2017-2021 г.г. с учетом ввода в 2018 г. Грозненской ТЭС не требуется.

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

9. Анализ результатов расчетов показал, что в период 2016-2021 гг. расчетные величины токов к.з. на шинах 110 кВ подстанций, функционирующих на территории энергосистемы Республики Ингушетия не превышают отключающую способность установленных в РУ 110 кВ выключателей. Наибольшие величины токов к.з. в сети 110 кВ в схеме 2021 года имеют место на подстанциях 110 кВ Плиево (ПС 110 кВ Плиево Новая), Магас и Юго-Западная и не превышают 17,74, 17,02 и 16,54 кА соответственно.

10. Анализ планируемого развития электроэнергетического комплекса энергосистемы Республики Ингушетия в период 2016-2021 гг. показывает, что в 2016-2017 гг. по сравнению со следующим периодом предусматривается большая часть вводов электро-сетевых объектов, связанных с присоединением новых потребителей. Соответственно в этот период в сети на 35 % увеличивается величина условно-постоянных потерь электроэнергии. Значительное увеличение в 2016-2017 гг. нагрузочных потерь электроэнергии обусловлено ростом транзитных перетоков мощности по сети 110 кВ энергосистемы.

11. В 2018-2021 гг. вводы ВЛ 110 кВ будут в основном связаны со строительством новых и реконструкцией существующих линий электропередачи, в том числе и для выдачи мощности Грозненской ТЭС, ввод которой предусматривается в 2018 г. После ввода мощности Грозненской ТЭС существенно снижается транзит мощности по сети 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия, соответственно, снижаются нагрузочные потери электроэнергии в сети 110 кВ.

12. Ввод новых ВЛ и подстанций напряжением 35 и 110 кВ в энергосистеме Республики Ингушетия в целом повышают гибкость и надежность функционирования энергосистемы, однако повышение общего количества элементов сети 35 кВ и выше может привести к увеличению количества аварий в сети 35-110 кВ на 6 в 2017 г. и на 8 – 2021 г.

13. В соответствии с разработанной Комплексной программой в части объектов ПАО «МРСК Северного Кавказа» предусматривается строительство **230,1** км ВЛ 35-110 кВ, одной подстанции 110 кВ на замену действующей, реконструкция и расширение 9 подстанций 35-110 кВ, на которых планируется установить (заменить) 11 трансформаторов суммарной мощностью **125,2** МВА.

Для реализации намеченного программой электросетевого строительства по объектам ПАО «МРСК Северного Кавказа» потребуется **2958,6** млн. руб. капитальных вложений, в том числе затраты, не включенные в инвестиционную программу ПАО «МРСК Северного Кавказа», составляют **1950,57** млн. руб.

Значительные объемы электрических сетей 35 и 110 кВ построены за счет средств, выделяемых Правительством Республики Ингушетия. В 2016-2021 гг. из числа построенных объектов предусматривается ввод 5 подстанций 110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 178 МВА и 3 подстанции 35 кВ с мощностью трансформаторов 37,8 МВА.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				86

10 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АТ – автотрансформатор;
БСК – батарея статических компенсаторов;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
Вед. инженер – ведущий инженер;
ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
Гл. спец. – главный специалист;
ГЭС – гидроэлектростанция;
кВ – кило Вольт;
к.з. – короткое замыкание;
КУ – компенсирующие устройства;
МВА – Мега-Вольт Ампер;
МВАр – Мега-Вольт Ампер реактивный;
МВт – Мега Ватт;
Н. контр. – нормоконтролер;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОЭС – объединенная энергосистема;
ПГУ – парогазовая установка;
ПС – электрическая подстанция;
РТСН – резервный трансформатор собственных нужд;
сш. – система шин;
ТТ – трансформатор тока;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ШСВ – шиносоединительный выключатель.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										87
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

11 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 № АИШ-2074/09);
7. «Схема и Программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.», утверждена 01.03.2016 г., Приказ Минэнерго России №147;
8. «Схема и Программа развития электроэнергетики Республики Ингушетия на 2016-2020 гг.»;
9. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича, «Издательство НЦ ЭНАС», 2005 г.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										88
			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

« 03 » марта 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

Директор
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Северокавказское РДУ

 А.И. Корольков

« 02 » марта 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

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

 Г.Н. Ковтун

« » марта 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Разработка Комплексной программы развития электрических сетей напряжением
35 кВ и выше на территории Республики Ингушетия
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 Ингушетия, 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 комплексного комплекса всех электросетевых организаций, функционирующих в Республике Ингушетия, предложенных в рамках утвержденных Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Ингушетия на пятилетний период;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

89

Продолжение приложения А

2

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

- анализ балансов мощности и электроэнергии в Республике Ингушетия, предложенных в рамках утвержденных Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Ингушетия на пятилетний период, для обеспечения баланса между производством и потреблением в региональной энергосистеме Республики Ингушетия, 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 Ингушетия, 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 Ингушетия;

- формирование сводной информации по развитию распределительной электрической сети напряжением 0,4-20 кВ Республики Ингушетия 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 № АШ-2074/09);



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Лист
						7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	90

Продолжение приложения А

3

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 Ингушетия.

5.2. Характеристика функционирования энергосистемы Республики Ингушетия 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).

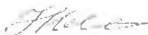
5.3. Прогноз уровней потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Республики Ингушетия на пятилетний период (2017 - 2021 гг.) по каждому году прогнозируемого периода.

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 Ингушетия 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.

М.А. М.А.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	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.						
									
							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1		Лист
									91
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения А

4

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 Ингушетия на год разработки программы и пятилетнего 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 наводка при наличии ГЭС в энергосистеме (с целью проверки пропускной способности сети энергосистеме 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 Ингушетия 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 Ингушетия.

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



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

92

Продолжение приложения А

5

мероприятий базового и умеренно-оптимистического варианта развития распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше Республики Ингушетия.

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 Ингушетия 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 СпПР), они должны быть оформлены отдельным разделом КПР 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 Ингушетия 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;
- ленты карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий КПР 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



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1			93

Продолжение приложения А

6

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

5.17. Определение для базового варианта развития электрических сетей Республики Ингушетия 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 Ингушского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа», 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



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

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

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

94

Продолжение приложения А

7

3	Аварийность	количество аварий / 1000 у.е.
4	Износ оборудования	%
5	Количество центров питания, присоединение новых энергопринимающих устройств к которым возможно при условии увеличения (авто)трансформаторной мощности	шт./%
6	Загрузка центров питания	МВА/%
7	Отпуск электроэнергии	млрд. кВт*час

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

5.19. Результаты работы согласовываются с Заказчиком, ПАО «Россети», филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (согласование материалов, разрабатываемых в соответствии с п.5.17 данного технического задания, Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ не требуется).

6. Результаты работы.

6.1. Научно-технический отчет «Комплексная программа развития электрических сетей Республики Ингушетия 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 межстрочным 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 ПК «RastrWin» (*.tg2, *.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



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

Продолжение приложения А

8

Комплексной программы Заказчиком. В сопровождение входит проверочный 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



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

100

100

Приложение В

Перечень действующих подстанций 35-110 кВ на территории Республики Ингушетия и нагрузка трансформаторов в режимные дни 2014 и 2015 гг.

№ п. п	Наименование ПС	Существующие тр-ры на ПС				2014 год							2015 год						
		Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	Срок службы, лет	Макс. нагрузка в ЛРД 18.06.2014г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Макс. нагрузка в ЗРД 17.12.2014г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Срок службы, лет	Макс. нагрузка в ЛРД 17.06.2015г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Макс. нагрузка в ЗРД 16.12.2015г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %
	ПС 110кВ																		
1	ПС 110/35/6кВ Плиево	T-1	1959	20	-	55	9,32	46,6	113,1	19,39	97,0	195,1	56	14,43	72,1	144,3	19,03	95,2	188,4
		T-2	1957	20	-	57	13,30	66,5	113,1	19,62	98,1	195,1	58	14,43	72,1	144,3	18,65	93,2	188,4
2	ПС 110/35/10кВ Назрань	T-1	1981	16	РПН	33	8,02	50,1	106,9	13,48	84,2	174,2	34	9,25	57,8	122,5	15,60	97,5	194,1
		T-2	2002	16	РПН	12	9,08	56,7	106,9	14,40	90,0	174,2	13	10,34	64,6	122,5	15,44	96,5	194,1
3	ПС 110/35/10кВ Магас	T-1	2001	16	РПН	13	10,09	63,0	-	11,08	69,2	-	14	8,50	53,1	-	11,80	73,7	
4	ПС 110/6кВ Ачалуки	T-1	1967	10	-	47	3,92	39,2	-	4,68	46,8	-	48	3,38	33,8	-	4,40	44,0	
5	ПС 110/35/6кВ Вознесеновская -2	T-1	1970	16	РПН	44	12,18	76,1	76,1	8,05	50,3	106,2	45	0,00	0,0	80,3	8,56	53,5	113,0
		T-2	1971	16	РПН	43	0,00	0,0	76,1	8,94	55,9	106,2	44	12,85	80,3	80,3	9,52	59,5	113,0
6	ПС 110/10кВ Юго-Западная	T-1	2001	16	РПН	13	7,40	46,3	46,3	6,40	40,0	73,1	14	0,00	0,0	46,5	0,00	0,0	74,1
		T-2	2001	16	РПН	13	0,00	0,0	46,3	5,30	33,1	73,1	14	7,44	46,5	46,5	11,86	74,1	74,1
7	ПС 110/35/10кВ Слепцовская-110	T-1	2001	16	РПН	13	5,10	31,9	-	11,75	73,4	-	14	5,94	37,1	-	11,63	72,7	
8	ПС 110/10кВ Карабулак-2	T-1	2015	16	РПН	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0,46	2,9	2,9
		T-2	2015	16	РПН	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0,00	0,0	2,9
	ПС 35кВ																126,95		
9	ПС 35/10кВ Кантышево	T-1	2006	6,3	РПН	8	2,70	42,9	86,3	2,89	45,8	106,5	9	2,18	34,5	82,1	3,19	50,6	116,5
		T-2	2007	6,3	РПН	7	2,74	43,5	86,3	3,83	60,7	106,5	8	3,00	47,6	82,1	4,15	65,9	116,5
10	ПС 35/10кВ Водонасосная	T-1	1985	4	-	29	2,30	57,5	117,5	1,71	42,8	121,9	30	2,51	62,8	118,7	2,46	61,6	140,7
		T-2	1985	6,3	-	29	2,40	38,1	74,6	3,16	50,2	77,4	30	2,24	35,5	75,4	3,17	50,2	89,3
11	ПС 35/6кВ Сунжа-3	T-1	1985	2,5	-	29	0,34	13,6	-	0,42	16,8	-	30	0,35	13,8	-	0,42	16,8	-
12	ПС 35/6кВ Троицкая-1	T-1	2012	4	-	2	1,60	40,0	40,0	2,07	51,7	51,7	3	1,20	30,0	30,0	1,44	36,1	36,1
		T-2	1958	3,2	-	56	0,00	0,0	50,0	0,00	0,0	64,6	57	0,00	0,0	37,5	0,00	0,0	45,2
13	ПС 35/6кВ Троицкая-2	T-1	1970	6,3	РПН	44	3,98	63,2	-	2,79	44,3	-	45	2,18	34,6	-	6,39	101,4	-
14	ПС 35/6кВ Карабулак	T-1	1970	6,3	РПН	44	3,22	51,1	51,1	0,00	0,0	64,1	45	0,00	0,0	47,6	0,00	0,0	63,2
		T-2	1970	6,3	РПН	44	0,00	0,0	51,1	4,04	64,1	64,1	45	3,00	47,6	47,6	3,98	63,2	63,2
15	ПС 35/6кВ Новотроицкая	T-1	н/д	2,5	-	н/д	0,80	32,0	32,0	0,46	18,4	18,4	н/д	0,55	21,8	21,8	0,48	19,4	19,4
		T-2	н/д	2,5	-	н/д	0,00	0,0	32,0	0,00	0,0	18,4	н/д	0,00	0,0	21,8	0,00	0,0	19,4
16	ПС 35/6кВ Первомайская	T-1	1970	2,5	-	44	1,12	44,8	-	1,80	72,0	-	45	1,29	51,4	-	2,00	80,2	-
17	ПС 35/10кВ Нестеровская	T-1	1987	2,5	-	27	1,79	71,6	130,4	2,47	98,8	196,8	28	1,73	69,2	132,1	2,42	96,9	186,3
		T-2	1984	2,5	-	30	1,47	58,8	130,4	2,45	98,0	196,8	31	1,57	62,9	132,1	2,24	89,4	186,3
18	ПС 35/6кВ Слепцовская-35	T-1	1978	6,3	РПН	36	3,98	63,2	63,2	5,70	90,5	90,5	37	2,81	44,6	44,6	5,67	90,0	90,0
		T-2	1971	4	-	43	0,00	0,0	99,5	0,00	0,0	142,5	44	0,00	0,0	70,2	0,00	0,0	141,7
19	ПС 35/10кВ Урожайная	T-2	1991	2,5	-	23	1,60	64,0	-	1,70	68,0	-	24	1,10	43,9	-	1,95	77,8	-
20	ПС 35/6кВ ГНС	T-1	1997	4	-	17	0,00	0,0	42,8	0,00	0,0	39,0	18	0,00	0,0	36,8	0,96	24,0	24,0
		T-2	1997	4	-	17	1,71	42,8	42,8	1,56	39,0	39,0	18	1,47	36,8	36,8	0,00	0,0	24,0
21	ПС 35/10кВ Сурхахи	T-1	1986	6,3	РПН	28	3,20	50,7	-	4,54	72	-	29	1,95	31		4,26	67,6	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Продолжение приложения В

№ п. п	Наименование ПС	Существующие тр-ры на ПС				2014 год						2015 год							
		Дисп. обозначение	Год ввода	Мощность, МВА	Наличие РПН	Срок службы, лет	Макс. нагрузка в ЛРД 18.06.2014 г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Макс. нагрузка в ЗРД 17.12.2014 г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Срок службы, лет	Макс. нагрузка в ЛРД 17.06.2015 г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %	Макс. нагрузка в ЗРД 16.12.2015 г. МВА	Загрузка тр-ра в %	Загрузка в авар. режиме (n-1) %
	ПС 35 кВ																		
22	ПС 35/10кВ Экажево	T-1	2002	6,3	РПН	12	3,20	50,8	50,8	6,47	102,8	199,8	13	2,37	37,6	79,3	6,21	98,6	186,3
		T-2	2014	6,3	РПН	-	0,00	0,0	50,8	6,11	97,1	199,8	1	2,62	41,6	79,3	5,52	87,7	186,3
23	ПС 35/6кВ Бековичи	T-1	1960	3,2	-	54	0,30	9,4	-	0,53	16,5	-	55	0,32	10,1	-	0,58	18,0	-
24	ПС 35/6кВ Бори-Су	T-1	1987	2,5	-	27	0,05	2,0	-	0,05	2,0	-	28	0,05	2,0	-	0,03	1,3	-
25	ПС 35/6кВ Новый Редант	T-1	2001	4	-	13	1,52	38,0	-	1,84	46,1	-	14	1,51	37,8	-	2,36	59,0	-
26	ПС 35/6кВ Малгобек-1	T-1	1969	3,2	-	45	0,95	29,7	-	1,10	34,4	-	46	0,90	28,1	-	0,35	11,1	-
27	ПС 35/6кВ Малгобек-2	T-1	1969	6,3	РПН	45	3,10	49,2	88,9	4,73	75,0	161,0	46	3,24	51,4	112,0	4,57	72,5	153,8
		T-2	2010	6,3	РПН	4	2,50	39,7	88,9	5,42	86,0	161,0	5	3,82	60,6	112,0	5,12	81,3	153,8
28	ПС 35/6кВ Вознесеновская-1	T-1	1964	3,2	-	50	0,82	25,6	-	1,77	55,2	-	51	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
29	ПС 35/10кВ Таргим	T-1	2014	6,3	РПН	-	-	-	-	0,37	5,8	5,8	1	-	-	-	0,39	6,2	6,2
		T-2	2014	6,3	РПН	-	-	-	-	0,00	0,0	5,8	1	-	-	-	0,00	0,0	6,2
30	ПС 35/6кВ Водоподъем №1	T-1	1969	4	-	45	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	46	н/д	н/д	н/д	1,75	43,7	43,7
		T-2	1979	4	-	35	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	36	н/д	н/д	н/д	0,00	0,0	43,7
31	ПС 35/0,4кВ Очистные сооружения	T-1	н/д	0,63	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
32	ПС 35/0,4кВ Сатурн-1	T-1	2015	2	н/д	-	-	-	-	-	-	-	0	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		T-2	2015	2	н/д	-	-	-	-	-	-	-	0	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Приложение Г-1

Перечень питающих центров напряжением 110 и 35 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015 г., 2017 г. и 2021 г. с указанием объемов существующей, заявленной максимальной мощности нагрузки и с учетом реализации технологического присоединения потребителей, приведенных в Приложении Г-2.

№ п.п.	Наименование ПС	2015г.(16.12.2015 18:00)-режимный день						Р _{макс} нагр*, (04.01.2015г. 18:00), МВт	2017 г.					2018-2021 г.			2021 г.					
		Кол-во и мощность тр-ров, штхМВА	Р _{нагр} , МВт	S _{нагр} , МВт	Загрузка ПС, %	Загрузка ПС в режиме (п-1), %	Новые НГ по ТУ		Р _{нагр} , МВт	S _{нагр} , МВА	Загрузка ПС, %	Загрузка ПС в режиме (п-1), %	Рекомендуемая мощность тр-ров, штхМВА	Естественный при- рост НГ Р, МВт	Новые НГ по ТУ		Р _{нагр} , МВт	S _{нагр} , МВА	Загрузка ПС, %	Загрузка ПС в режиме (п-1), %	Рекомендуемая мощность тр-ров штхМВА	
							Р _{мах} , МВт								Р _{(режим)*} , МВт	Р _{мах} , МВт						Р _{(режим)*} , МВт
	Существующие ПС 35-110кВ																					
1	ПС 110/35/6кВ Плиево	2х20	36,549	37,679	94,2	188,4				31,15	35,58	89,0	177,9	2х20	-	-	-	-	-	-	-	демонтаж
	в т.ч. на шинах 6кВ		8,506	9,328			9,612	0	0	9,612	10,540				0,096	0	0	-	-	-	-	
2	ПС 110/35/10кВ Назрань	2х16	30,117	31,048	97,0	194,1				18,67	21,52	67,3	134,5	2х16				15,19	17,23	53,8	107,7	2х16
	в т.ч. на шинах 10кВ		13,400	14,694			15,142	1,29	0,013	15,155	16,619				0,416	0	0	11,571	12,689			
3	ПС 110/35/10кВ Магас	1х16	10,973	11,799	73,7	-				16,39	18,06	56,4	112,9	2х16				17,05	18,76	58,6	117,2	2х16
	в т.ч. на шинах 10кВ		2,710	2,972			3,062	16,418	2,463	5,525	6,009				0,224	0	0	5,749	6,253			
4	ПС 110/35/6 кВ Ачалуки	1х10	4,250	4,400	44,0	-				4,83	5,15	51,5	-	1х10				5,02	5,33	53,3	-	1х10
	в т.ч. на шинах 6кВ		4,250	4,400			4,803	0	0	4,803	4,972				0,195	0	0	4,998	5,174			
5	ПС 110/35/10кВ Вознесеновская-2	2х16	16,451	18,079	56,5	113,0				12,2	13,4	41,9	83,7	2х16				12,71	13,85	43,3	86,6	2х16
	в т.ч. на шинах 10кВ		1,920	2,105			2,170	0	0	2,170	2,379				0,088	0	0	2,258	2,476			
6	ПС 110/10кВ Юго-Западная	2х16	11,500	11,856	37,0	74,1				13,1	13,8	43,2	86,5	2х16				13,59	14,37	44,9	89,8	2х16
	в т.ч. на шинах 10кВ		11,500	11,856			12,995	0	0	12,995	13,396				0,528	0	0	13,523	13,940			
7	ПС 110/35/10кВ Слепцовская-110	1х16	11,277	11,626	72,7	-				4,52	5,10	31,9	-	1х16				4,70	5,29	33,1	-	1х16
	в т.ч. на шинах 10кВ		1,270	1,393			1,435	0	0	1,435	1,574				0,058	0	0	1,493	1,638			
8	ПС 110/10 кВ Карабулак-2	2х16	0,450	0,459	1,4	2,9				2,61	2,81	8,8	17,6	2х16				2,72	2,93	9,1	18,3	2х16
	в т.ч. на шинах 10кВ		0,450	0,459			0,509	13,0	1,95	2,400	2,802				0,106	1	0,15	2,656	2,916			
9	ПС 35/10кВ Кантышево	2х6,3	6,827	7,341	58,3	116,5	7,715	0	0	7,715	8,295	65,8	131,7	2х6,3	0,313	0	0	8,028	8,632	68,5	137,0	2х6,3
10	ПС 35/10кВ Водонасосная	1х4+1х6,3	5,188	5,628	54,6	140,7	5,862	0	0	5,862	6,293	61,1	157,3	1х4+1х6,3	0,238	0	0	6,100	6,549	63,6	163,7	2х6,3
11	ПС 35/6кВ Сунжа-3	1х2,5	0,416	0,420	16,8	-	0,470	0	0	0,470	0,475	19,0	-	1х2,5	0,019	0	0	0,489	0,494	19,8	-	1х2,5
12	ПС 35/6 кВ Троицкая-1	1х4+1х3,2	1,170	1,445	20,1	45,2	1,323	0	0	1,323	1,633	22,7	51,0	1х4+1х6,3	0,054	0	0	1,376	1,699	23,6	53,1	1х4+1х6,3
13	ПС 35/6кВ Троицкая-2	1х6,3	6,198	6,390	101,4	-	7,004	0	0	7,004	7,220	114,6	-	1х6,3	0,284	0	0	7,288	7,513	119,3	-	1х6,3
14	ПС 35/6кВ Карабулак	2х6,3	3,822	3,981	31,6	63,2	4,318	0	0	4,318	4,498	35,7	71,4	2х6,3	0,175	0	0	4,494	4,681	37,1	74,3	2х6,3
15	ПС 35/6кВ Новотроицкая	2х2,5	0,480	0,485	9,7	19,4	0,542	0	0	0,542	0,548	11,0	21,9	2х2,5	0,022	0	0	0,564	0,570	11,4	22,8	2х2,5
16	ПС 35/10кВ Первомайская	1х2,5	1,965	2,005	80,2	-	2,220	0	0	2,220	2,265	90,6	-	1х2,5	0,090	0	0	2,310	2,357	94,3	-	2х2,5
17	ПС 35/10кВ Нестеровская	2х2,5	4,507	4,657	93,1	186,3	5,093	0	0	5,093	5,260	105,2	210,4	2х2,5	0,207	0	0	5,299	5,473	109,5	218,9	2х6,3
18	ПС 35/6 кВ Слепцовская-35	1х4+1х6,3	5,497	5,667	55,0	141,7	6,212	0	0	6,212	6,404	62,2	160,1	1х4+1х6,3	0,252	0	0	6,464	6,664	64,7	166,6	2х6,3
19	ПС 35/10кВ Урожайная	1х2,5	1,848	1,946	77,8	-	2,089	0	0	2,089	2,199	87,9	-	1х2,5	0,085	0	0	2,173	2,288	91,5	-	1х2,5
20	ПС 35/6кВ ГНС	2х4,0	0,825	0,959	12,0	24,0	0,932	0	0	0,932	1,084	13,5	27,1	2х4,0	0,038	0	0	0,970	1,128	14,1	28,2	2х4,0
21	ПС 35/10кВ Сурхахи	1х6,3	4,000	4,255	67,5		4,520	0	0	4,520	4,809	71,7		1х6,3	0,184	0	0	4,704	5,004	79,4		1х6,3
22	ПС 35/10кВ Экажево	2х6,3	11,503	11,738	93,2	186,3	12,999	0	0	12,999	13,264	105,3	210,5	2х6,3	0,528	0	0	13,527	13,803	109,5	219,1	2х6,3
23	ПС 35/6кВ Бековичи	1х3,2	0,576	0,576	18,0	-	0,651	0	0	0,651	0,651	20,3	-	1х3,2	0,026	0	0	0,677	0,677	21,2	-	1х3,2
24	ПС 35/6кВ Бори-Су	1х2,5	0,008	0,032	1,3	-	0,009	0	0	0,009	0,036	1,4	-	1х2,5	0,000	0	0	0,009	0,037	1,5	-	1х2,5
25	ПС 35/6кВ Новый Редант	1х4,0	2,243	2,361	59,0	-	2,535	0	0	2,535	2,668	66,7	-	1х4,0	0,103	0	0	2,638	2,776	69,4	-	1х4,0
26	ПС 35/6кВ Малгобек-1	1х3,2	0,316	0,355	11,1	-	0,357	0	0	0,357	0,401	12,5	-	1х3,2	0,014	0	0	0,371	0,417	13,0	-	1х3,2
27	ПС 35/6кВ Малгобек-2	2х6,3	9,398	9,689	76,9	153,8	10,620	0	0	10,620	10,948	86,9	173,8	2х6,3	0,431	0	0	11,051	11,393	90,4	180,8	2х10
28	ПС 35/6кВ Вознесеновская-1	1х3,2	0,820	0,899	28,1	-	0,927	0	0	0,927	1,016	31,8	-	1х3,2	0,038	0	0	0,964	1,057	33,0	-	1х3,2
29	ПС 35/6кВ Водоподъем №1	2х4,0	1,389	1,749	21,9	43,7	1,570	0	0	1,570	1,977	24,7	49,4	2х4,0	0,064	0	0	1,633	2,057	25,7	51,4	2х4,0
30	ПС 35кВ Очистные сооруж.(абон.)	1х0,63	н/д	н/д	н/д	н/д	0,05	0	0	0,05	0,054	8,5	-	1х0,63	0,002	0	0	0,05	0,056	8,9	-	1х0,63
31	ПС 35/0,4кВ Сатурн-1(абон.)	2х2,0	н/д	н/д	н/д	н/д	0,040	0	0	0,040	0,043	1,1	2,2	2х2,0	0,002	0	0	0,042	0,045	1,1	2,2	2х2,0
	Новые ПС 35-110кВ																					
32	ПС 110/35/10кВ Малгобек-3	-	-	-	-	-				5,76	6,32	19,7	39,5	2х16				5,98	6,52	20,4	40,7	2х16
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	0	4,75	0,048	0,048	0,052				0,002	0	0	0,050	0,054			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

101

№ п.п.	Наименование ПС	2015г.(16.12.2015 18:00)-режимный день					Рмакс нагр*, (04.01.2015г. 18:00), МВт	2017 г.					2018-2021 г.			2021 г.						
		Кол-во и мощность тр-ров, штхМВА	Рнагр, МВт	Снагр, МВт	Загрузка ПС, %	Загрузка ПС в режиме (n-1), %		Новые НГ по ТУ		Рнагр, МВт	Снагр, МВА	Загрузка ПС, %	Загрузка ПС в ре- жиме (n-1), %	Рекомендуемая мощность тр-ров, штхМВА	Естественный при- рост НГ Р, МВт	Новые НГ по ТУ		Рнагр, МВт	Снагр, МВА	Загрузка ПС, %	Загрузка ПС в ре- жиме (n-1), %	Рекомендуемая мощность тр-ров штхМВА
								Рмах, МВт	Р(режим)*, МВт							Рмах, МВт	Р(режим)*, МВт					
	Новые ПС 35-110кВ																					
33	ПС 110/35/10кВ Назрань-2	-	-	-	-	-			20,71	22,97	71,8	91,9	2х25				25,67	28,73	57,5	114,9	2х25	
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	0	18,0	2,7	2,700	2,908			0,217	0	0	6,917	7,585				
34	ПС 110/10кВ Али-Юрт	-	-	-	-	-			0,040	0,043	0,1	0,3	2х16				0,042	0,045	0,1	0,3	2х16	
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	0	4,0	0,04	0,040	0,043			0,002	0	0	0,042	0,045				
35	ПС 110/35/10кВ Галашки	-	-	-	-	-			7,80	8,53	26,7	53,3	2х16				8,09	8,82	27,6	55,1	2х16	
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	0	3,0	0,03	0,030	0,032			0,001	0	0	0,031	0,034				
36	ПС 110/10кВ Аби-Гув	-	-	-	-	-			0,05	0,05	0,2	0,3	2х16				0,05	0,06	0,2	0,3	2х16	
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	0	4,95	0,05	0,050	0,053			0,002	0	0	0,052	0,055				
37	ПС 110/10кВ Вознесеновская-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				0,05	0,05	0,2	0,3	2х16	
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	5,0	0,05	0,05	0,054	-	-		
38	ПС 110/35/10кВ Плиево Новая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				31,92	35,32	44,2	88,3	2х40	
	в т.ч. на шинах 10кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,195	0	0	9,903	10,860	-	-		
39	ПС 35/10кВ Таргим	2х6,3	0,366	0,394	3,1	6,2	0,414	4,75	0,048	0,451	0,485	3,9	7,7	2х6,3	0,018	0	0	0,469	0,505	4,0	8,0	2х6,3
40	ПС 35/10кВ Таргим-2	-	-	-	-	-	0	4,0	0,04	0,040	0,043	0,3	0,7	2х6,3	0,002	0	0	0,042	0,045	0,4	0,7	2х6,3
41	ПС 35/10кВ Назрань-3	-	-	-	-	-	0	5,0	0,05	0,050	0,054	0,4	0,9	2х6,3	0,002	0	0	0,052	0,056	0,4	0,9	2х6,3
Нагрузка на шинах 6-10кВ			113,37				128,2	79,16	7,43	135,8						6,00	0,20	141				
Расчетные потери в режиме:			н/д				8,8			9								8				
Максимум нагрузки по энергосистеме:							137			145								149				

Примечания:

- * - «Рмакс нагр» получена путем пропорционального увеличения нагрузок в режимный день (16.12.2015 в 18-00) до величины собственного максимума Ингушской энергосистемы;
- 1) в таблице учтен перевод нагрузки 6 (10) кВ с ПС 110 кВ Назрань на новую ПС 110 кВ Назрань-2 величиной 4 МВт в 2018 г. и перенос всей нагрузки с существующей ПС 110 кВ Плиево на новую ПС 110 кВ Плиево Новая в 2019 г.;
- 2) на ПС 35/6 кВ Вознесеновская-1 величина нагрузки потребителей, т.к. отсутствуют данные по загрузке тр-ров в режимный день 2015 г., приняты данные загрузки в аналогичный день 2014 г.;
- 3) естественный прирост нагрузки в Ингушской энергосистеме принят по 1 % в год

Приложение Г-2

Перечень потребителей, подключаемых к энергосистеме Республики Ингушетия в 2016-2021 гг. в соответствии с заключенными договорами и выданными ТУ на технологическое присоединение с указанием максимальной и расчетной нагрузки

№ п/п	РЭС	Энергорайон	Наименование потребителя	Р _{мах} , МВт (согласно ТУ)	Р _{мах} , МВт (нагрузка учитываемая в расчетах на год ввода нагрузки) (см.примечания)	tgφ (на шинах 6(10) кВ)	Основное назначение объекта присоединения	Точки привязки (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации Ссылка на ТУ	Примечание
1	Сунженские РЭС	Республика Ингушетия, с.п. Нестеровское	ООО "Сад-Гигант Ингушетия"	4,952	0 (входит в нагрузку по договору ТП от 26.04.2014 №418/2014)	0.4	Оптово - распределительный центр единовременного хранения на 50 тыс. тонн сельхозпродукции.	ПС 110 кВ Карабулак-2	2017	Договор ТП от 25.05.2016 № 185/2016	по договору май 2017г.
2	Назрановские РЭС	Республика Ингушетия г. Назрань.	ООО "Гарант-строй"	1,29	0,0129	0.4	Жилая застройка с социальной инфраструктурой в/ч 3718	ПС 110кВ Назрань	23.06.2017	Договор ТП от 23.06.2016 № 259/2016	по договору июнь 2017г
3	Карабулакские РЭС	Республика Ингушетия г. Карабулак	ООО "Техстрой"	4	0,6	0.4	Завод по производству полимерных труб и облицовочных материалов "Полимер"	ПС 110 кВ Карабулак-2	1 этап выполнен в 2015 году - 2 МВт; 2 этап - 4 МВт - 2016 год.	Договор ТП от 01.07.2015 № 204/2015	ТУ выданы МРСК СК; Данная мощность не учитывается в объеме максимальной мощности зарезервированной при ТП ПС 110 кВ Карабулак-2
4	Карабулакские РЭС	Республика Ингушетия г. Карабулак	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	10	1,5	0.4	ПС 110 кВ Карабулак-2 (2х16 МВА), двухцепная ВЛ 110 кВ (6,4 км АС - 120) Для электроснабжения промзоны г. Карабулак	ВЛ 110 кВ Л-121, Л-122	1 этап выполнен в 2015 году - 9 МВт; 2 этап - 10 МВт (увеличение на 1 МВт) - 2018год.	Договор ТП от 26.09.2014 № 418/2014	по договору 1 этап - выполнен, 2 этап сентябрь 2018
5	Малгобекские РЭС	Республика Ингушетия, г.Малгобек и с.Вознесеновское	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	14,5	0,145	0.4	ПС 110 кВ Вознесеновская-3 (2х16 МВА); ПС 110 кВ Малгобек-3 (2х16 МВА); ПС 35 кВ Таргим (2х6,3 МВА); ВЛ 35 кВ Малгобек-3 - Таргим (14,8 км АС-120); ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 - Малгобек-3 (9,2 км АС-120); ВЛ 110 кВ Предмостная - Вознесеновская-3 (25 км АС-185); ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 - Вознесеновская-3 (6,4 км АС -120); ВЛ 35 кВ Малгобек-2 - Таргим (12 км АС-120). Перечень планируемых к запитке объектов, а также распределение величины максимальной мощности с привязкой к построенным центрам питания приведены в ТУ от 07.11.2014 № 445р с изменениями от 01.06.2015 г.	ПС 110 кВ Вознесеновская-3; ПС 110 кВ Малгобек-3 ; ПС 35 кВ Таргим; ВЛ 35 кВ Малгобек-3 - Таргим; ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 - Малгобек-3; ВЛ 110 кВ Предмостная - Вознесеновская-3 ; ВЛ 110 кВ Вознесеновская-2 - Малгобек-3; ВЛ 35 кВ Малгобек-2 - Таргим.	1 этап: 9,5 МВт по 3 категории (2016); II этап: 7 МВт по 3 категории и 4,5 МВт по 2 категории (2019); III этап: 14,5 МВт по 2 категории, срок не определен по факту наличия источников финансирования в ИП для выполнения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Предмостная	Договор ТП от 28.07.2015 № 243/2015	1 этап: 9,5 МВт по 3 категории (2016); II этап: 7 МВт по 3 категории и 4,5 МВт по 2 категории (2019); III этап: 14,5 МВт по 2 категории, срок не определен по факту наличия источников финансирования в ИП для выполнения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Предмостная
6	Магасские РЭС	Республика Ингушетия, г. Магас	ГУП "Ингушэлектросервис"	16,418 (в том числе ранее присоединенная - 16,418)	2,4627	0.4	ПС 110 кВ Магас (ввод Т-2 16 МВА)	ПС Владикавказ-500 ПС 110 кВ Юго-Западная, ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Плиево (Л-203)	1 этап: 2017; II этап: 2018	Договор ТП от 28.07.2016 № 307/2016	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

103

№ п/п	РЭС	Энергорайон	Наименование потребителя	Ртах, МВт (согласно ТУ)	Рмах, МВт (нагрузка учитываемая в расчетах на год ввода нагрузки) (см.примечания)	tgφ (на шинах 6(10) кВ)	Основное назначение объекта присоединения	Точки привязки (ПС привязки)	Год ввода	Источник информации Ссылка на ТУ	Примечание
7	Назрановские РЭС	Республика Ингушетия г. Назрань.	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	18,0	2,7	0.4	Жилая застройка с социальной инфраструктурой, присоединение ПС 110кВ Назрань-2 (2х25МВА)	ПС 330кВ Влади-кавказ-2	2017	ТУ на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 15.06.2011г	
8	Назрановские РЭС	Республика Ингушетия г. Назрань.	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	5	0,05	0.4	Жилая застройка с социальной инфраструктурой, присоединение ПС 35кВ Назрань-3 (2х6,3МВА)	1 сш ПС 110кВ Назрань-2	2017	ТУ на ТП №2 от 04.07.2014г выданы ГУП "Ингушэлектросервис" на 5 МВт,	дополнительно к зарезервированной максимальной мощности по ПС 110/35/10кВ "Назрань-2" в объеме 18 МВт
9	Назрановские РЭС	Республика Ингушетия г. Магас	ГУП "Ингушэлектросервис"	4,95	0,0495	0.4	Электроснабжение социальных объектов, присоединение ПС 110кВ Аби-Гув (2х16МВА)	ПС Магас, ВЛ 110кВ Магас - Аби-Гув	2017	ТУ на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 05.12.2014г.	
10	Джейрахские РЭС	Республика Ингушетия г. Назрань.	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	4	0,04	0.4	Электроснабжение Джейрахского р-она, присоединение ПС 35кВ Таргим-2 (2х6,3МВА)	1 сш ПС 110кВ Галашки, ВЛ 35кВ Галашки - Таргим-2	2017	ТУ на ТП №13 от 13.02.2015гвыданы ГУП "Ингушэлектросервис" на 4 МВт,	дополнительно к зарезервированной максимальной мощности по ПС 110/35/10кВ "Галашки" в объеме 3 МВт
11	Магасские РЭС	Республика Ингушетия, с.Али-Юрт	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	4	0,04	0.4	Электроснабжение Сунженского р-она и промзоны Али-Юрт, присоединение ПС 110кВ Али-Юрт (2х16МВА)	ПС 110кВ Магас, ВЛ 110кВ Магас - Али-Юрт	2016-2017	ТУ на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 28.10.2014г.	
12	Сунженские РЭС	Республика Ингушетия, с.Галашки	Министерство строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Ингушетия	3	0,03	0.4	Электроснабжение Сунженского р-она и горной Ингушетии, присоединение ПС 110кВ Галашки (2х16МВА)	ПС 110 кВ Галашки, ВЛ 110кВ Галашки - Али-Юрт	2016-2017	ТУ на ТП к сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 14.10.2014г.	
Итого				85,158	7,630						

Примечания:

1) Собственный максимум энергосистемы Республики Ингушетия в 2014-2015 г. зафиксирован 137 МВт

2) Согласно базовому прогнозу, в работе "Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы", собственный максимум энергосистемы Республики Ингушетия составит 145 МВт - 2017г. и 149 МВт - 2021 г. Таким образом, в режимах "базового варианта", прирост нагрузки по выданным ТУ составит 8 МВт в 2017 г. и 12 МВт по сравнению с отчетным периодом 2014-2015г. Нагрузки по ТУ, для "попадания" в прогноз учитывались в объеме 15% для п.3,4,6, и 7 (выделены красным) - как наиболее реальный ввод потребителей и в объеме 1% для остальных потребителей по ТУ

3) Естественный прирост нагрузки на подстанциях 35 и 110 кВ принят для энергосистемы Республики Ингушетия в размере 1% в год

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Приложение Д-1
Износ оборудования подстанций напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015-2021 гг.

Наименование подстанций		Кол-во и мощность тр-ров,	Год ввода в эксплуата-цию	Проектный (нормативный) срок службы	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
					Срок службы	Износ оборудо-вания	Срок службы	Износ оборудо-вания	Срок службы	Износ оборудо-вания	Срок службы	Износ оборудо-вания	Срок службы	Износ оборудо-вания	Срок службы	Износ оборудо-вания	Срок службы	Износ оборудо-вания
	Подстанции 110кВ	шт х МВА		лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
1	ПС 110/35/6кВ Плиево	2х20	1959	25	57	228	58	112	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
2	ПС 110/35/10кВ Назрань	2х16	1981	25	35	140	36	144	37	148	38	152	39	156	40	160	41	164
3	ПС 110/35/10кВ Магас	1х16	2001	25	15	60	16	64	17	68	18	72	19	76	20	80	21	84
4	ПС 110/35/6 кВ Ачалуки	1х10	1967	25	52	208	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228	58	232
5	ПС 110/35/10кВ Вознесеновская-2	2х16	1970	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208
6	ПС 110/10кВ Юго-Западная	2х16	2001	25	29	116	30	120	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140
7	ПС 110/35/10 кВ Слепцовская-110	1х16	2001	25	15	60	16	64	17	68	18	72	19	76	20	80	21	84
8	ПС 110/10 кВ Карабулак-2	2х16	2015	25	0	0	1	4	2	8	3	12	4	16	5	20	6	24
	Подстанции 35 кВ																	
9	ПС 35/10кВ Кантышево	2х6,3	2006	25	10	40	11	44	12	48	13	52	14	56	15	60	16	64
10	ПС 35/10кВ Водонасосная	1х4+1х6,3	1985	25	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140	36	144	37	148
11	ПС 35/6кВ Сунжа-3	1х2,5	1985	25	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140	36	144	37	148
12	ПС 35/6 кВ Троицкая-1	2х6,3	1958	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252	64	256
13	ПС 35/6кВ Троицкая-2	1х6,3	1970	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208
14	ПС 35/6кВ Карабулак	2х6,3	1970	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208
15	ПС 35/6кВ Новотроицкая	2х2,5	1958	25	57	228	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
16	ПС 35/10кВ Первомайская	2х2,5	1970	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208
17	ПС 35/10кВ Нестеровская	2х2,5	1984	25	32	128	33	132	34	136	35	140	36	144	37	148	38	152
18	ПС 35/6 кВ Слепцовская-35	1х4+1х6,3	1971	25	45	180	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204
19	ПС 35/10кВ Урожайная	1х2,5	1991	25	45	180	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204
20	ПС 35/6кВ ГНС	2х4,0	1997	25	19	76	20	80	21	84	22	88	23	92	24	96	25	100
21	ПС 35/10кВ Сурхахи	1х6,3	1986	25	30	120	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140	36	144
22	ПС 35/10кВ Экажево	2х6,3	2002	25	14	56	15	60	16	64	17	68	18	72	19	76	20	80
23	ПС 35/6кВ Бековичи	1х3,2	1960	25	56	224	57	228	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248
24	ПС 35/6кВ Бори-Су	1х2,5	1987	25	29	116	30	120	31	124	32	128	33	132	34	136	34	136
25	ПС 35/6кВ Новый Редант	1х4,0	2001	25	15	60	16	64	17	68	18	72	19	76	20	80	21	84
26	ПС 35/6кВ Малгобек-1	1х3,2	1969	25	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208	53	212
27	ПС 35/6кВ Малгобек-2	2х6,3	1969	25	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208	53	212
28	ПС 35/6кВ Вознесеновская-1	1х3,2	1964	25	52	208	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228	58	232
29	ПС 35/6кВ Водоподъем №1	2х4,0	1969	25	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208	53	212
30	ПС 35кВ Очистные сооруж.(абон.)	1х0,63	1985	25	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140	36	144	37	148
31	ПС 35/0,4кВ Сатурн-1(абон.)	2х2,0	2015	25	0	0	1	4	2	8	3	12	4	16	5	20	6	24

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

105

Приложение Д-2
Износ ВЛ напряжением 35 и 110 кВ энергосистемы Республики Ингушетия в 2015-2021 гг.

№ п. п	Наименование ВЛ	Напряже- ние ВЛ	Год ввода в эксплуа- тацию	Сечение провода	Протяжен- ность ВЛ на 01.01.2016 г.	Норматив- ный срок службы ВЛ	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
	ВЛ 110кВ	кВ			км	лет	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%	лет	%
1	Л-12 ПС Владикавказ-500 - ПС Плиево	110	1978	АС-240 АС-185	20,0	40	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105	43	108
2	Л-13 ПС Владикавказ-500 - ПС Плиево	110	1978	АС-240 АС-185	20,0	40	38	95	39	98	40	100	41	103	42	105	43	108
3	Л-129 ПС Плиево - ПС Вознесенская-2	110	1949	АС-95	32,2	25	67	268	68	272	69	276	70	280	71	284	72	286
4	отпайка от Л-129 - ПС Ачалуки	110	1950	АС-95	0,1	25	66	264	67	268	68	272	69	276	70	280	71	284
5	Л-121 ПС Ищерская - ПС Плиево	110	1956	АС-95	61,0	25	60	240	61	244	62	248	63	252	64	256	65	260
6	Л-122 ПС Ищерская - ПС Плиево	110	1956	АС-95	61,0	25	60	240	61	244	62	248	63	252	64	256	65	260
7	Л-12а отпайка на ПС Плиево	110	1963	АС-95	2,5	25	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228	58	232
8	Л-13а отпайка на ПС Плиево	110	1963	АС-95	2,5	25	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228	58	232
9	Л-203 ПС Владикавказ-2 - ПС Плиево	110	1976	АС-150	33,2	25	40	160	41	164	42	168	43	172	44	176	45	180
10	Л-102 ПС Плиево - ПС Самашки	110	1977	АС-185	39,5	25	39	156	40	160	41	164	42	168	43	172	44	176
11	Л-150 ПС Владикавказ-500 - ПС Юго Западная	110	1997	АС-150	4,49	25	19	76	20	80	21	84	22	88	23	92	24	96
12	Л-151 ПС Владикавказ-500 - ПС Магас	110	1997	АС-150	10,39	25	19	76	20	80	21	84	22	88	23	92	24	96
13	Л-153 отпайка от Л-203 - ПС Юго-Западная	110	1997	АС-150	5,0	25	19	76	20	80	21	84	22	88	23	92	24	96
	ВЛ 35кВ																	
1	Л-25 ПС Плиево - ПС Карабулак	35	1970	АС-70	7,95	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204
2	Л-26 ПС Плиево - ПС Карабулак	35	1958	АС-70	8,243	25	58	232	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248
3	Л-27 ПС Вознесенская-2 - отп.на ПС Бори-Су	35	1949	АС-95	5,4	25	67	268	68	272	69	276	70	280	71	284	72	288
4	Л-28 ПС Вознесенская-2 - ПС Малгобек-2	35	1964	АС-95	16,8	25	52	208	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228
5	Л-33 ПС Карабулак - ПС Троицкая-2	35	1970	АС-70	5,63	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204
6	Л-38 ПС Плиево - ПС Сунжа-3	35	1958	АС-50	6,77	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
7	Л-39 ПС Карабулак - ПС Троицкая-1	35	1958	АС-70	2,54	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
8	Л-39а ПС Троицкая-1 - ПС Новотроицкая	35	1958	АС-70	2,54	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
9	Л-40 ПС Новотроицкая - ПС Слепцовская	35	1958	АС-70	8,9	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
10	Л-41 ПС Слепцовская - ПС Серноводская	35	1957	АС-70	11,5	25	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252	64	256
11	Л-42 ПС Слепцовская - ПС Ассиновская	35	1958	АС-70	16,9	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
12	Л-53 ПС Урожайная - ПС Нестеровская	35	1958	АС-50	6,19	25	58	232	59	236	60	240	61	244	62	248	63	252
13	Л-56 ПС Назрань - ПС Водонасосная	35	1962	АС-70	6,5	25	54	216	55	220	56	224	57	228	58	232	59	236
14	Л-57 отпайка от Л-28 - ПС Бековичи	35	1964	АС-95	2,3	25	52	208	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228
15	Л-59 ПС Первомайская - ПС Нестеровская	35	1963	АС-70	20,4	25	53	212	54	216	55	220	56	224	57	228	58	232
16	Л-427 ПС Плиево - ПС Водонасосная	35	1985	АС-95	11,4	25	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140	36	144
17	Л-428 ПС Водонасосная - ПС Экажево	35	1986	АС-95	6,2	25	30	120	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140
18	Л-433 ПС Магас - ПС Сурхахи	35	1986	АС-95	9,18	25	30	120	31	124	32	128	33	132	34	136	35	140
19	Л-435 ПС Магас - ПС Экажево	35	1947	АС-95	0,25	25	69	276	70	280	71	284	72	288	73	292	74	296
20	Л-448 ПС Водоподъем - ПС Моздок	35	1969	АС-70	5,2	25	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204	52	208
21	Л-457 ПС Назрань - ПС Магас	35	1970	АС-95	8,9	25	46	184	47	188	48	192	49	196	50	200	51	204
22	Л-458 ПС Назрань - ПС Кантышево	35	1974	АС-120	12,8	25	42	168	43	172	44	176	45	180	46	184	47	188
23	Л-459 ПС Назрань - ПС Кантышево	35	1977	АС-70	13,4	25	39	156	40	160	41	164	42	168	43	172	44	176
24	Л-460 ПС Вознесенская-2 - ПС Новый Редант	35	1972	ПС-50	20,4	25	44	176	45	180	46	184	47	188	48	192	49	196
25	Л-464 ПС Слепцовская-35 - ПС Урожайная	35	1991	АС-95	7,8	25	25	100	26	104	27	108	28	112	29	116	30	120
26	Л-491 ПС Малгобек-1 - ПС Раздольная	35	1961	АС-95	11,6	25	55	220	56	224	57	228	58	232	59	236	60	240

Взам.инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Приложение Е-1

Сводные данные потерь активной мощности в сети 35-110 кВ
Ингушского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» в ЗРД 2015 г.

"Утверждаю"

Главный инженер Ингушского филиала
ПАО "МРСК Северного Кавказа"

Р.З. Таршхоев

" " 2015 г.

Сводные данные потерь активной мощности по классам напряжения Ингушского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»

18 часов 16.12.2015 г.

Иденти- фикатор уровней напряжения	ВЛ нагру- зочные	Трансформаторы		Собственные нужды подстанции	ТТ,ТН счетчики эл.эн. и др изм. приб.	суммарные потери эл.энергии
		нагру- зочные	хол.ход			
МВт						
110	1,01	0,22	0,25	0,12	0,17	1,77
35	0,77	0,23	0,21	0,05	0,12	1,38
10-6	3,73	0,42	1,08	0,00	0,17	5,39
0, 4	7,81	0,00	0,00	0,00	0,12	7,93
сумма						16,48

10 часов 16.12.2015г.

Иденти- фикатор уровней напряжения	ВЛ нагру- зочные	Трансформаторы		Собственные нужды подстанции	ТТ,ТН счетчики эл.эн. и др изм. приб.	суммарные потери эл.энергии
		нагру- зочные	хол.ход			
МВт						
110	0,75	0,16	0,19	0,09	0,12	1,31
35	0,57	0,17	0,15	0,04	0,09	1,02
10-6	2,76	0,31	0,80	0,00	0,12	3,99
0, 4	5,79	0,00	0,00	0,00	0,09	5,88
сумма						12,21

03 часа 16.12.2015 г.

Иденти- фикатор уровней напряжения	ВЛ нагру- зочные	Трансформаторы		Собственные нужды подстанции	ТТ,ТН счетчики эл.эн. и др изм. приб.	суммарные потери эл.энергии
		нагру- зочные	хол.ход			
МВт						
110	0,70	0,15	0,17	0,08	0,12	1,23
35	0,53	0,16	0,14	0,04	0,08	0,96
10-6	2,59	0,29	0,75	0,00	0,12	3,74
0, 4	5,43	0,00	0,00	0,00	0,08	5,51
сумма						11,44

Ведущий инженер ЦУС:

Л.Г. Ахриева

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

107

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Приложение Е-2

Сводные данные потерь активной мощности в сети 35-110 кВ
Ингушского филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» в ЛРД 2015 г.

"Утверждаю"

Главный инженер Ингушского филиала
ПАО "МРСК Северного Кавказа"

Р.З. Таршхоев

" " 2015 г.

**Сводные данные
потерь активной мощности по классам напряжения Ингушского филиала ОАО
«МРСК Северного Кавказа»**

22 часа 17.06.2015 г.

Иденти- фикатор уровней напряжения	ВЛ нагру- зочные	Трансформаторы		Собственные нужды подстанции	ТТ,ТН счетчики эл.эн. и др изм. приб.	суммарные потери эл.энергии
		нагру- зочные	хол.ход			
МВт						
110	0,97	0,91	0,18	0,12	0,10	2,28
35	0,83	0,61	0,18	0,09	0,11	1,82
10-6	3,72	0,64	0,61	0,21	0,15	5,33
0, 4	5,80	1,50	0,00	0,00	0,23	7,53
сумма						16,96

10 часов 17.06.2015 г.

Иденти- фикатор уровней напряжения	ВЛ нагру- зочные	Трансформаторы		Собственные нужды подстанции	ТТ,ТН счетчики эл.эн. и др изм. приб.	суммарные потери эл.энергии
		нагру- зочные	хол.ход			
МВт						
110	0,95	0,89	0,17	0,11	0,10	2,22
35	0,76	0,45	0,16	0,08	0,11	1,56
10-6	3,50	0,42	0,70	0,19	0,15	4,96
0, 4	5,71	1,50	0,00	0,00	0,23	5,71
сумма						14,45

04 часа 17.06.2015 г.

Иденти- фикатор уровней напряжения	ВЛ нагру- зочные	Трансформаторы		Собственные нужды подстанции	ТТ,ТН счетчики эл.эн. и др изм. приб.	суммарные потери эл.энергии
		нагру- зочные	хол.ход			
МВт						
110	0,89	0,19	0,18	0,14	0,10	1,50
35	0,65	0,20	0,18	0,10	0,10	1,23
10-6	3,40	0,31	0,81	0,23	0,15	4,90
0, 4	4,98	1,19	0,00	0,00	0,23	4,98
сумма						12,61

Ведущий инженер ЦУС:

Л.Г. Ахриева

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

108

Приложение Ж **РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТОКОВ К.З.**

Схема 2017 года

1-Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)				3I0 (м/ф)
		I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I3 (мод/фаза)	I4 (мод/фаза)	
U=115.0/0 Z1=1.412+j4.909 Z2=1.412+j4.909 Z0=0.995+j6.838								
2400-	ПЛИЕВО	12996 106	3885 103	3885 103	11655 103			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1401 95			
2311	САМАШКИ	1380 108	413 105	413 105	982 106			
2401	АЧАЛУКИ	0 0	0 0	0 0	1355 107			
2410	ОТПАЙКА	3490 101	1043 98	1043 98	1877 102			
2411	ОТПАЙКА	3490 101	1043 98	1043 98	1877 102			
2422	ОТПАЙКА	1094 118	327 115	327 115	1063 101			
2423	ОТПАЙКА	1094 118	327 115	327 115	1266 101			
2452	ВЛАДИКАВКАЗ-2	2529 109	756 105	756 105	1864 109			
U=115.0/0 Z1=5.532+j10.859 Z2=5.532+j10.859 Z0=3.547+j15.947								
2401-	АЧАЛУКИ	5447 117	1643 111	1643 111	4930 111			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	358 99			
2400	ПЛИЕВО	5447 117	1643 111	1643 111	2904 114			
2405	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	0 0	0 0	0 0	1680 109			
U=115.0/0 Z1=4.153+j8.578 Z2=4.153+j8.578 Z0=3.065+j20.768								
2403-	КАРАБУЛАК-2	6966 116	1677 107	1677 107	5030 107			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1218 98			
2422	ОТПАЙКА	6966 116	1677 107	1677 107	3829 109			
U=115.0/0 Z1=4.153+j8.578 Z2=4.153+j8.578 Z0=2.649+j19.197								
2404-	КАРАБУЛАК-2	6966 116	1748 107	1748 107	5245 107			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1172 99			
2423	ОТПАЙКА	6966 116	1748 107	1748 107	4087 109			
U=115.0/0 Z1=11.222+j19.059 Z2=11.222+j19.059 Z0=1.378+j14.947								
2405-	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	3002 120	1141 114	1141 114	3424 114			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	729 109			
2401	АЧАЛУКИ	3002 120	1141 114	1141 114	982 125			
2406	МАЛГОВЕК-3	0 0	0 0	0 0	515 111			
2408	ВОЗНЕСЕНСКАЯ-3	0 0	0 0	0 0	1221 110			
U=115.0/0 Z1=12.476+j21.251 Z2=12.476+j21.251 Z0=1.950+j18.134								
2406-	МАЛГОВЕК-3	2694 120	1001 114	1001 114	3002 114			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	777 108			
2405	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	1646 120	611 114	611 114	1262 116			
2408	ВОЗНЕСЕНСКАЯ-3	1048 120	389 114	389 114	970 116			
U=115.0/0 Z1=11.746+j19.966 Z2=11.746+j19.966 Z0=1.333+j15.468								
2408-	ВОЗНЕСЕНСКАЯ-3	2866 120	1094 114	1094 114	3281 114			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1174 109			
2405	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	2548 120	972 114	972 114	1639 118			
2406	МАЛГОВЕК-3	318 120	121 114	121 114	476 114			
U=115.0/0 Z1=1.314+j5.423 Z2=1.314+j5.423 Z0=1.425+j11.462								
2410-	ОТПАЙКА	11897 104	2928 100	2928 100	8784 100			
2400	ПЛИЕВО	4287 109	1055 106	1055 106	3188 102			
2412	НАЗРАНЬ	0 0	0 0	0 0	693 94			
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	7639 101	1880 97	1880 97	4908 100			
U=115.0/0 Z1=1.314+j5.423 Z2=1.314+j5.423 Z0=1.425+j11.462								
2411-	ОТПАЙКА	11897 104	2928 100	2928 100	8784 100			
2400	ПЛИЕВО	4287 109	1055 106	1055 106	3188 102			
2413	НАЗРАНЬ	0 0	0 0	0 0	693 94			
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	7639 101	1880 97	1880 97	4908 100			
U=115.0/0 Z1=2.064+j6.513 Z2=2.064+j6.513 Z0=2.205+j15.882								
2412-	НАЗРАНЬ	9717 108	2243 102	2243 102	6730 102			
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	766 94			
2410	ОТПАЙКА	9717 108	2243 102	2243 102	5972 103			

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

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=2.064+j6.513 Z2=2.064+j6.513 Z0=2.205+j15.882							
2413-	НАЗРАНЬ	9717	108	2243	102	2243	102
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	766	94
2411	ОТПАЙКА	9717	108	2243	102	2243	103
U=115.0/0 Z1=1.578+j5.542 Z2=1.578+j5.542 Z0=0.856+j5.656							
2414-	МАГАС	11521	106	3857	103	3857	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	939	95
2417	ЮГО-ЗАПАДНАЯ	5820	106	1948	103	1948	106
2428	АБИ-ГУВ	0	0	0	0	1335	97
2429	АЛИ-ЮРТ	0	0	0	0	1773	99
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	5702	106	1909	103	1909	107
U=115.0/0 Z1=5.833+j10.928 Z2=5.833+j10.928 Z0=4.065+j28.148							
2416-	СЛЕПЦОВСКАЯ-110	5359	118	1266	107	1266	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	767	99
2425	ОТПАЙКА	5359	118	1266	107	1266	110
U=115.0/0 Z1=1.246+j4.857 Z2=1.246+j4.857 Z0=0.873+j5.162							
2417-	ЮГО-ЗАПАДНАЯ	13240	104	4353	103	4353	103
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1575	93
2414	МАГАС	2894	104	952	103	952	103
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	10346	104	3401	103	3401	105
U=115.0/0 Z1=3.673+j7.888 Z2=3.673+j7.888 Z0=2.896+j18.806							
2422-	ОТПАЙКА	7629	115	1841	106	1841	106
2400	ПЛИЕВО	6025	114	1454	106	1454	109
2403	КАРАБУЛАК-2	0	0	0	0	1165	98
2424	ОТПАЙКА	1608	118	388	110	388	109
U=115.0/0 Z1=3.673+j7.888 Z2=3.673+j7.888 Z0=2.419+j17.115							
2423-	ОТПАЙКА	7629	115	1935	107	1935	107
2400	ПЛИЕВО	6025	114	1528	106	1528	109
2404	КАРАБУЛАК-2	0	0	0	0	1113	99
2425	ОТПАЙКА	1608	118	408	110	408	106
U=115.0/0 Z1=4.253+j8.658 Z2=4.253+j8.658 Z0=3.972+j23.508							
2424-	ОТПАЙКА	6882	116	1555	107	1555	107
2301	ИЩЕРСКАЯ	1749	119	395	109	395	109
2422	ОТПАЙКА	5135	115	1160	106	1160	107
U=115.0/0 Z1=4.253+j8.658 Z2=4.253+j8.658 Z0=3.025+j20.471							
2425-	ОТПАЙКА	6882	116	1680	107	1680	107
2301	ИЩЕРСКАЯ	1749	119	427	109	427	110
2416	СЛЕПЦОВСКАЯ-110	0	0	0	0	685	99
2423	ОТПАЙКА	5135	115	1254	106	1254	108
U=115.0/0 Z1=5.392+j11.869 Z2=5.392+j11.869 Z0=3.656+j30.105							
2426-	НАЗРАНЬ-2	5093	114	1191	105	1191	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1170	98
2452	ВЛАДИКАВКАЗ-2	5093	114	1191	105	1191	108
U=115.0/0 Z1=5.392+j11.869 Z2=5.392+j11.869 Z0=3.656+j30.105							
2427-	НАЗРАНЬ-2	5093	114	1191	105	1191	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1170	98
2452	ВЛАДИКАВКАЗ-2	5093	114	1191	105	1191	108
U=115.0/0 Z1=2.678+j7.462 Z2=2.678+j7.462 Z0=1.701+j9.805							
2428-	АБИ-ГУВ	8374	110	2582	106	2582	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1776	96
2414	МАГАС	8374	110	2582	106	2582	109

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

110

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=2.678+j7.462		Z2=2.678+j7.462		Z0=1.512+j9.143			
2429-	АЛИ-ЮРТ	8374	110	2653	106	2653	106	7958	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1699	97
2414	МАГАС	8374	110	2653	106	2653	106	5617	109
2430	ГАЛАШКИ	0	0	0	0	0	0	675	102
U=115.0/0		Z1=9.508+j19.422		Z2=9.508+j19.422		Z0=4.440+j29.117			
2430-	ГАЛАШКИ	3070	116	923	109	923	109	2770	109
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1157	100
2429	АЛИ-ЮРТ	3070	116	923	109	923	109	1635	115

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1				111

Продолжение приложения Ж

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТОКОВ К.З.

Схема 2021 года

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=0.993+j3.607 Z2=0.993+j3.607 Z0=0.695+j5.116									
2400-	ПЛИЕВО NEW	17745	105	5261	102	5261	102	15783	102
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	2820	95
2311	САМАШКИ	1541	105	457	102	457	102	994	105
2313	ГОРЕЦ	1292	106	383	103	383	103	801	106
2322	ГРОЗНЕНСКАЯ ТЭЦ	1543	102	457	99	457	99	797	106
2401	АЧАЛУКИ	1327	110	393	106	394	106	1517	105
2410	ОТПАЙКА	3446	101	1022	98	1022	98	1858	101
2411	ОТПАЙКА	3446	101	1022	98	1022	98	1858	101
2414	МАГАС	3093	107	917	104	917	104	2618	108
2422	ОТПАЙКА	1067	118	316	114	316	114	1283	101
2423	ОТПАЙКА	1067	118	316	114	316	114	1283	101
U=115.0/-0 Z1=2.612+j7.509 Z2=2.612+j7.509 Z0=2.604+j14.121									
2401-	АЧАЛУКИ	8349	109	2200	105	2200	105	6600	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	421	95
2400	ПЛИЕВО NEW	6438	108	1697	104	1697	104	3901	106
2405	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	1914	112	504	108	504	108	2286	105
U=115.0/-0 Z1=3.821+j7.494 Z2=3.821+j7.494 Z0=2.606+j18.504									
2403-	КАРАБУЛАК-2	7892	117	1895	107	1895	107	5686	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1225	99
2422	ОТПАЙКА	7892	117	1895	107	1895	107	4476	109
U=115.0/-0 Z1=3.821+j7.494 Z2=3.821+j7.494 Z0=2.606+j18.504									
2404-	КАРАБУЛАК-2	7892	117	1895	107	1895	107	5686	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1225	99
2423	ОТПАЙКА	7892	117	1895	107	1895	107	4476	109
U=115.0/-0 Z1=3.872+j9.976 Z2=3.872+j9.976 Z0=1.406+j11.847									
2405-	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	6203	111	2006	106	2006	106	6018	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1018	99
2401	АЧАЛУКИ	3464	109	1120	104	1120	104	1507	111
2406	МАЛГОВЕК-3	304	114	98	109	98	109	830	103
2408	ВОЗНЕСЕНСКАЯ-3	2440	114	789	109	789	109	2677	107
U=115.0/-0 Z1=4.938+j11.803 Z2=4.938+j11.803 Z0=2.114+j15.298									
2406-	МАЛГОВЕК-3	5188	113	1631	107	1631	107	4892	107
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1072	99
2405	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	2909	112	914	107	914	107	2113	109
2408	ВОЗНЕСЕНСКАЯ-3	2280	113	716	107	717	107	1720	109
U=115.0/-0 Z1=3.956+j10.036 Z2=3.956+j10.036 Z0=1.359+j11.686									
2408-	ВОЗНЕСЕНСКАЯ-3	6153	112	2006	106	2006	106	6019	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	0	0	1632	100
2405	ВОЗНЕСЕНОВСКАЯ-2	2910	109	949	104	949	104	2381	107
2406	МАЛГОВЕК-3	363	109	118	104	118	104	674	104
2474	ПРЕДМОСТНАЯ	2885	114	941	109	941	109	1358	114
U=115.0/-0 Z1=1.148+j4.611 Z2=1.148+j4.611 Z0=1.375+j11.124									
2410-	ОТПАЙКА	13971	104	3211	100	3211	100	9633	100
2400	ПЛИЕВО NEW	5569	108	1280	104	1280	104	3668	101
2412	НАЗРАНЬ	0	0	0	0	0	0	738	94
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	8426	101	1936	98	1937	98	5233	100
U=115.0/-0 Z1=1.148+j4.611 Z2=1.148+j4.611 Z0=1.375+j11.124									
2411-	ОТПАЙКА	13971	104	3211	100	3211	100	9633	100
2400	ПЛИЕВО NEW	5569	108	1280	104	1280	104	3668	101
2413	НАЗРАНЬ	0	0	0	0	0	0	738	94
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	8426	101	1936	98	1937	98	5233	100

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1

Лист

112

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=1.898+j5.701	Z2=1.898+j5.701	Z0=2.163+j15.568			
2412-	НАЗРАНЬ	11048 108	2403 102	2403 102	7210 102	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	804 95	
2410	ОТПАЙКА	11048 108	2403 102	2403 102	6415 103	
U=115.0/-0	Z1=1.898+j5.701	Z2=1.898+j5.701	Z0=2.163+j15.568			
2413-	НАЗРАНЬ	11048 108	2403 102	2403 102	7210 102	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	804 95	
2411	ОТПАЙКА	11048 108	2403 102	2403 102	6415 103	
U=115.0/-0	Z1=0.977+j3.776	Z2=0.977+j3.776	Z0=0.708+j4.135			
2414-	МАГАС	17021 105	5539 103	5539 103	16616 103	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	989 93	
2400	ПЛИЕВО NEW	3273 109	1065 108	1065 108	2113 106	
2417	ЮГО-ЗАПАДНАЯ	5038 105	1640 104	1640 104	4108 104	
2428	АБИ-ГУВ	0 0	0 0	0 0	1406 95	
2429	АЛИ-ЮРТ	0 0	0 0	0 0	1867 97	
2452	ВЛАДИКАВКАЗ-2	3809 98	1240 96	1240 96	2521 107	
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	4936 105	1606 104	1606 104	3662 105	
U=115.0/-0	Z1=5.527+j9.909	Z2=5.527+j9.909	Z0=4.049+j27.622			
2415-	СЛЕПЦОВСКАЯ-110	5850 119	1333 108	1333 108	4000 108	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	793 99	
2424	ОТПАЙКА	5850 119	1333 108	1333 108	3218 110	
U=115.0/-0	Z1=5.527+j9.909	Z2=5.527+j9.909	Z0=4.049+j27.622			
2416-	СЛЕПЦОВСКАЯ-110	5850 119	1333 108	1333 108	4000 108	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	793 99	
2425	ОТПАЙКА	5850 119	1333 108	1333 108	3218 110	
U=115.0/-0	Z1=1.032+j3.879	Z2=1.032+j3.879	Z0=0.874+j4.780			
2417-	ЮГО-ЗАПАДНАЯ	16539 105	5155 103	5155 103	15465 103	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1731 93	
2414	МАГАС	5622 105	1752 104	1752 104	5124 104	
2455	ВЛАДИКАВКАЗ-500	10917 105	3403 103	3403 103	8641 105	
U=115.0/-0	Z1=3.341+j6.804	Z2=3.341+j6.804	Z0=2.360+j16.365			
2422-	ОТПАЙКА	8758 116	2120 107	2120 107	6361 107	
2400	ПЛИЕВО NEW	7090 116	1717 106	1717 106	3779 110	
2403	КАРАБУЛАК-2	0 0	0 0	0 0	1166 99	
2424	ОТПАЙКА	1669 118	404 109	404 109	1430 106	
U=115.0/-0	Z1=3.341+j6.804	Z2=3.341+j6.804	Z0=2.360+j16.365			
2423-	ОТПАЙКА	8758 116	2120 107	2120 107	6361 107	
2400	ПЛИЕВО NEW	7090 116	1717 106	1717 106	3779 110	
2404	КАРАБУЛАК-2	0 0	0 0	0 0	1166 99	
2425	ОТПАЙКА	1669 118	404 109	404 109	1430 106	
U=115.0/-0	Z1=3.947+j7.639	Z2=3.947+j7.639	Z0=2.987+j19.857			
2424-	ОТПАЙКА	7720 117	1805 107	1805 107	5414 107	
2301	ИЩЕРСКАЯ	1817 119	425 109	425 109	943 110	
2415	СЛЕПЦОВСКАЯ-110	0 0	0 0	0 0	714 100	
2422	ОТПАЙКА	5904 117	1380 107	1380 107	3765 108	
U=115.0/-0	Z1=3.947+j7.639	Z2=3.947+j7.639	Z0=2.987+j19.857			
2425-	ОТПАЙКА	7720 117	1805 107	1805 107	5414 107	
2301	ИЩЕРСКАЯ	1817 119	425 109	425 109	943 110	
2416	СЛЕПЦОВСКАЯ-110	0 0	0 0	0 0	714 100	
2423	ОТПАЙКА	5904 117	1380 107	1380 107	3765 108	
U=115.0/-0	Z1=5.325+j11.358	Z2=5.325+j11.358	Z0=3.657+j30.084			
2426-	НАЗРАНЬ-2	5292 115	1213 105	1213 105	3640 105	
0	Общая нейтраль	0 0	0 0	0 0	1191 98	
2452	ВЛАДИКАВКАЗ-2	5292 115	1213 105	1213 105	2462 109	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Ив. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и 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)	3I0 (м/ф)	
U=115.0/-0 Z1=5.325+j11.358 Z2=5.325+j11.358 Z0=3.657+j30.084							
2427-	НАЗРАНЬ-2	5292	115	1213	105	1213	105
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1191	98
2452	ВЛАДИКАВКАЗ-2	5292	115	1213	105	1213	105
U=115.0/-0 Z1=2.077+j5.696 Z2=2.077+j5.696 Z0=1.671+j8.634							
2428-	АБИ-ГУВ	10949	110	3183	106	3183	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1935	95
2414	МАГАС	10949	110	3183	106	3183	106
U=115.0/-0 Z1=2.077+j5.696 Z2=2.077+j5.696 Z0=1.499+j8.082							
2429-	АЛИ-ЮРТ	10949	110	3274	106	3274	106
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1860	96
2414	МАГАС	10949	110	3274	106	3274	106
2430	ГАЛАШКИ	0	0	0	0	738	101
U=115.0/-0 Z1=8.907+j17.656 Z2=8.907+j17.656 Z0=4.523+j28.684							
2430-	ГАЛАШКИ	3357	117	979	109	979	109
0	Общая нейтраль	0	0	0	0	1210	100
2429	АЛИ-ЮРТ	3357	117	979	109	979	109

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							7191-ЭЭС-ПЗ-009-09СРЭ1	Лист
										114
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					