



**ЭТС-ПРОЕКТ**

ООО «ЭТС-Проект»  
115533, г. Москва, проспект Андропова, дом 22, пом. 1, ком. 55  
Адрес для корреспонденции:  
603086, г. Нижний Новгород, ул. Керченская, 13  
Тел. (831) 233-30-30, факс (831) 233-30-31  
E-mail: [ets-p@el-ts.ru](mailto:ets-p@el-ts.ru), [www.el-ts.ru](http://www.el-ts.ru)  
ОГРН 1082130014009, ИНН 2130047148, КПП 772501001

**ОТЧЕТ**  
**о выполнении работ**

**Схема и программа перспективного развития электроэнергетики  
Республики Дагестан на период 2023-2027 годов**

**Том 2. Книга 3**

**Обосновывающие документы для мероприятий по развитию  
электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан  
на 2023-2027 гг. по базовому варианту**

Государственный контракт № 3389-44/22

Генеральный директор  
ООО «ЭТС-Проект»

А.С. Рыбин

Москва, 2022

## Состав проекта

Номер тома	Наименование	Примечания
Том 1. Книга 1	Создание информационно-аналитической базы по состоянию электроэнергетики Республики Дагестан	-
Том 2. Книга 1	Прогноз основных направлений развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту	-
Том 2. Книга 2	Результаты расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту	-
Том 2. Книга 3	Обосновывающие документы для мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту	-
Том 3. Книга 1	Прогноз основных направлений развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту	-
Том 3. Книга 2	Результаты расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту	-

---

## Содержание

Приложения .....	5
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	5
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	105

## Список приложений

№ п/п	Наименование	Лист
1	Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью свыше 670 кВт к электрической сети Республики Дагестан	5
2	Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью до 670 кВт к электрической сети Республики Дагестан	78
3	Акты технического состояния	105

## Приложения

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1

#### Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью свыше 670 кВт к электрической сети Республики Дагестан

#### СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора -  
главный диспетчер Филиала  
АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ



А.А. Исаев

«27» июля 2021 г.

#### УТВЕРЖДАЮ:



Л.В. Дианов

(по доверенности от 21.06.2021 №452)

2021 г.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 7879/2021/ДЭ/ДЕРБГЭС на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 02.03.2021 №7879/2021/ДЭ/ДЕРБГЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от № \_\_\_\_\_ подстанции 110 кВ (далее – ПС 110 кВ Сабнова), расположенной по адресу: Республика Дагестан, Дербентский район, с. Сабнова, Муниципального казенного учреждения «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северного Кавказа».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «Россети Северный Кавказ» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 25 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- место контактного соединения проектируемой отпайки от опоры №1 ВЛ 110 кВ Дербент - Дербент-Северная (ВЛ-110-123) (инв. №31001033) на ПС 110 кВ Сабнова с максимальной мощностью 12,5 МВт;

- место контактного соединения проектируемой ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 330 кВ Дербент на ПС 110 кВ Сабнова с максимальной мощностью 12,5 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 25 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Сооружение ПС 110 кВ Сабнова с установкой двух трансформаторов напряжением 110/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый с устройствами АРН на земельном участке Заявителя. Схемы РУ 6 кВ и РУ 110 кВ определить при проектировании.

**1.2.** Сооружение одной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 3,8 км проводом сечением 120 мм<sup>2</sup> на новую ПС 110 кВ Сабнова с присоединением отпайкой к опоре №1 ВЛ 110 кВ Дербент - Дербент-Северная (ВЛ-110-123) (инв. №31001033) (номер опоры, протяженность и сечение провода уточнить при проектировании).

**1.3.** Сооружение одной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 4 км проводом сечением 120 мм<sup>2</sup> на новую ПС 110 кВ Сабнова от РУ 110 кВ ПС 330 кВ Дербент (протяженность и сечение провода уточнить при проектировании).

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе I настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго». Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**2.2.** Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пункте 1.1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключая возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине. Предусмотреть ретрансляцию телеинформации из филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» в Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

Устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

**2.3.** Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, телефонной связью с

оперативным персоналом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**2.4.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- предусмотреть организацию расчетного учета в ячейках 110 кВ трансформаторов ПС 110 кВ Сабнова с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (САОН, АЧР, АОСН). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий, и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,5$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2, 1.3 и 2.4, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «Россети Северный Кавказ» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

**4.7.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по

производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

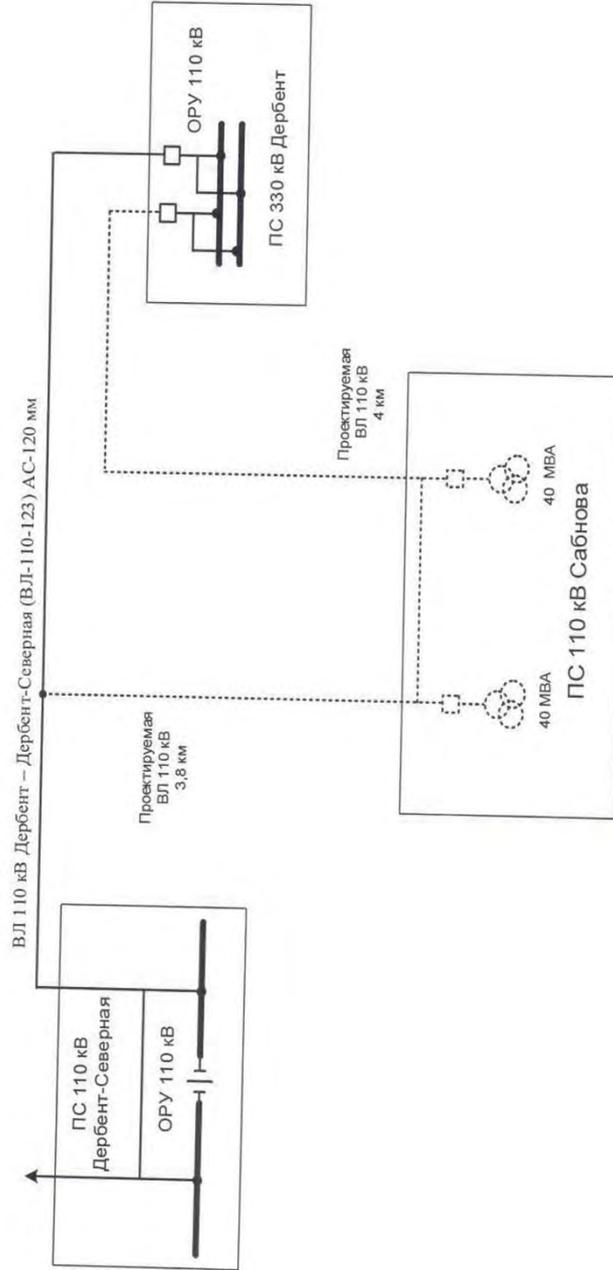
СОГЛАСОВАНО:  
Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



В.М. Абаимов

Исполнитель: Коваленко И.А.  
+7 (8793) 40-18-62



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ  
 № 7879/2021/ДЭ/ДЕРБЕГЭС от \_\_\_\_\_ 2021


Примечание:  
 Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.

..... вновь сооружаемые объекты



Имя	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Технические условия на технологическое присоединение к 110 кВ Муниципального заказчика, учредителя «Управление капитального строительства городского округа «Город Дербент» Проектная фирма
За местоимения главного инженера по эксплуатации ПАО «Россети Северный Кавказ»		Гонимаров А.А.			
Главный специалист ОТПП		Коваленко И.А.			Местный лист Бланк 1 1 ПАО «Россети Северный Кавказ»



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»  
«РЕГИОНАЛЬНОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ  
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ  
РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН»  
(Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ)

Дахадаева ул. д. 73 «А»,  
г. Махачкала, Республика Дагестан, 367000  
Тел.: (8722) 68-22-57 Факс: (8722) 68-22-57  
E-mail: secr@dagrdu.so-ups.ru  
<http://www.so-ups.ru>  
ОКПО 70494765 ОГРН 1027700201352  
ИНН/КПП 7705454461/057243001

24.09.2020 № P20-61-П-19-1075

на № 1/18/3883-исх от 22.09.2020

О согласовании проекта ТУ на ТП

Уважаемый Дмитрий Николаевич!

По результатам рассмотрения откорректированной заявки и проекта технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств промышленного парка «Аврора», расположенного по адресу: Республика Дагестан, Карабудахкентский район, местность «Уйташ», к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» (далее - ТУ на ТП) сообщаем о согласовании ТУ на ТП в предоставленной редакции.

Направляем копию согласованных ТУ на ТП. Оригиналы ТУ на ТП на бумажном носителе прошу направить в наш адрес на подписание с сопроводительным письмом.

Приложение: Копия согласованных ТУ на ТП на 6 л.

Первый заместитель директора –  
главный диспетчер



М.Ш. Шехахмедов

Хачумов Александр Михайлович  
(8722)51-33-47

**СОГЛАСОВАНО:**

Первый заместитель директора –  
главный диспетчер Филиала  
АО «СО ЕЭС»  
Дагестанское РДУ



М.Ш. Шехахмедов

« 24 » сентября 2020 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**



Д.Ю. Зверков

(по доверенности от 24.07.2020 №464)

« 24 » сентября 2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 1102/2020/ДЭ/КАРАРЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 25.08.2020 № 1102/2020/ДЭ/КАРАРЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергопринимающих устройств объекта: промышленного парка «Аврора», расположенного по адресу: Республика Дагестан, Карабудахкентский район, местность «Уйташ», Агентство по предпринимательству и инвестициям Республики Дагестан, именуемое в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «Россети Северный Кавказ» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четыре) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 21 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 7 (семь) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;
- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;
- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;
- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;
- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;
- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;
- линейная ячейка в РУ 6 кВ ПС 110 кВ Аврора с максимальной мощностью 3 МВт;

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 21 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

### **1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ**

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Сооружение ПС 110 кВ Аврора с установкой двух силовых трансформаторов 110/6 кВ с устройствами АРН мощностью по 25 МВА каждый.

**1.2.** Строительство ВЛ 110 кВ от сооружаемой по пункту 1.1 настоящих технических условий ПС 110 кВ Аврора с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) ориентировочной протяженностью 3,5 км.

**1.3.** Строительство ВЛ 110 кВ от сооружаемой по пункту 1.1 настоящих технических условий ПС 110 кВ Аврора с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) ориентировочной протяженностью 3.5 км.

**1.4.** Строительство ЛЭП 6 кВ от линейных ячеек на I и II СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ Аврора до ТП-6/0,4 Заявителя.

**1.5.** Сооружение ТП-6/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

**1.6.** Строительство ЛЭП 6 кВ между ТП-6/0,4 кВ Заявителя в границах земельного участка Заявителя.

### **2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ**

**2.1.** Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**2.1.1.** Установить на ПС 330 кВ Махачкала АОПО ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) и АОПО ВЛ 110 кВ Махачкала - Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) с воздействием на ОН Заявителя (технические решения уточнить при проектировании).

**2.1.2.** Организовать прием команд ПА с ПС 330 кВ Махачкала на ПС 110 кВ Аврора с установкой аппаратуры САОН на ПС 110 кВ Аврора для отключения присоединений 6 кВ от САОН (технические решения уточнить при проектировании).

**2.2.** Оснастить объект электросетевого хозяйства, указанный в пункте 1.1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный

Кавказ» - «Дагэнерго», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

**2.3.** Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 раздела 1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом Филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**2.4.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- предусмотреть организацию расчетного учета в РУ 6 кВ на I и II СШ 6 кВ проектируемой ПС 110 кВ с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S или выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ДО ПАО «Россети» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР, АОПО).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,4$  на шинах 6 кВ ТП-6/0,4 кВ Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального

напряжения электрической сети.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.4 - 1.6 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1 - 1.3, 2.1.1, 2.1.2 и 2.4 (мероприятие, указанное в пункте 2.1.1 выполняются ПАО «Россети Северный Кавказ» путем урегулирования отношений с третьими лицами) с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. ПАО «Россети Северный Кавказ» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ» и Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

**4.7.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим

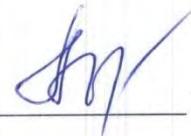
5

сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

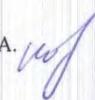
СОГЛАСОВАНО:

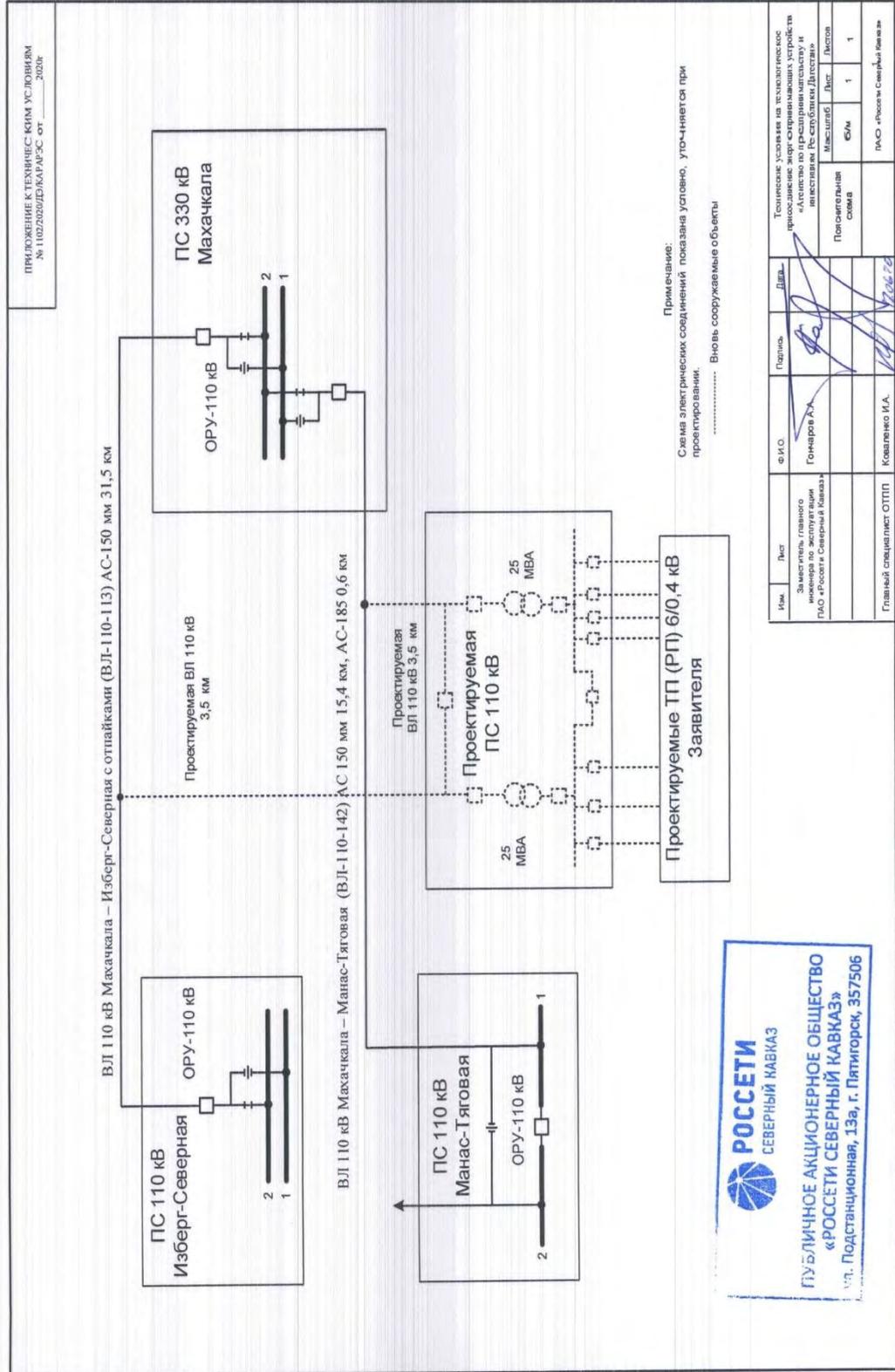
Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



В.М. Абаимов



Исполнитель: Коваленко И.А.   
тел. (8793) 40-18-62



**СОГЛАСОВАНО:**

Первый заместитель директора -  
главный диспетчер Филиала  
АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ

  
М.Ш. Шехахмедов  
«02» марта 2020 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

  
Е.В. Каленюк  
(по доверенности от 01.01.2020 №109)  
«16» марта 2020 г.



**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 18137/2019/ДГ/ЦЕНТРЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
АО «Дагестанская сетевая компания»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 10.10.2019 №18137/2019/ДГ/ЦЕНТРЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ подстанции 110 кВ для электроснабжения энергопринимающих устройств Новолакского переселенческого района, расположенных по адресу: Республика Дагестан, Новолакский район, с. Новострой Государственного казенного учреждения «Дирекция строящихся объектов «Новострой», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 17 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- место контактного соединения проектируемой отпайки от ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Гяговая на ПС 110 кВ Новострой с максимальной мощностью 8,5 МВт;

- место контактного соединения проектируемой отпайки от ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал (инв. №000233) на ПС 110 кВ Новострой с максимальной мощностью 8,5 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения:

5 МВт по второй категории надежности электроснабжения;

12 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Сооружение ПС 110 кВ Новострой с установкой двух трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый с устройствами АРН.

**1.2.** Сооружение одной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 16 км от ПС 110 кВ Новострой с присоединением отпайкой к ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая, место контактного соединения отпайки определить при проектировании.

**1.3.** Сооружение одной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 16 км от ПС 110 кВ Новострой с присоединением отпайкой к ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал, место контактного соединения отпайки определить при проектировании.

**1.4.** Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**2.1.1.** Установить на ПС 330 кВ Артём АОПО ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал, АОПО ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал-Тяговая с воздействием на ОН заявителя (технические решения уточнить при проектировании).

**2.2.** Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пункте 1.1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в АО «Дагестанская сетевая компания» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать АО «Дагестанская сетевая компания», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

**2.3.** Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом АО «Дагестанская сетевая компания» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с АО «Дагестанская сетевая компания».



**2.4.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- предусмотреть организацию расчетного учета в ячейках 110 кВ трансформаторов ПС 110 кВ Новострой с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ АО «Дагестанская сетевая компания» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, АОПО).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,5$  в точках присоединения к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения энергопринимающих устройств, относящихся к особой категории первой категории надежности



электроснабжения, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении вне регламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1 и 2.4, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.2.** АО «Дагестанская сетевая компания» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2, 1.3, 1.4, 2.1.1 (мероприятие, указанное в пункте 2.1.1 выполняются АО «Дагестанская сетевая компания» путем урегулирования отношений с третьими лицами) с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. АО «Дагестанская сетевая компания» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию по пунктам 1.2, 1.3, 2.1.1 с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет АО «Дагестанская сетевая компания».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.5.** Получить от АО «Дагестанская сетевая компания» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства АО «Дагестанская сетевая компания», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

**4.7.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и АО «Дагестанская сетевая компания» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства АО «Дагестанская сетевая



компания», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

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

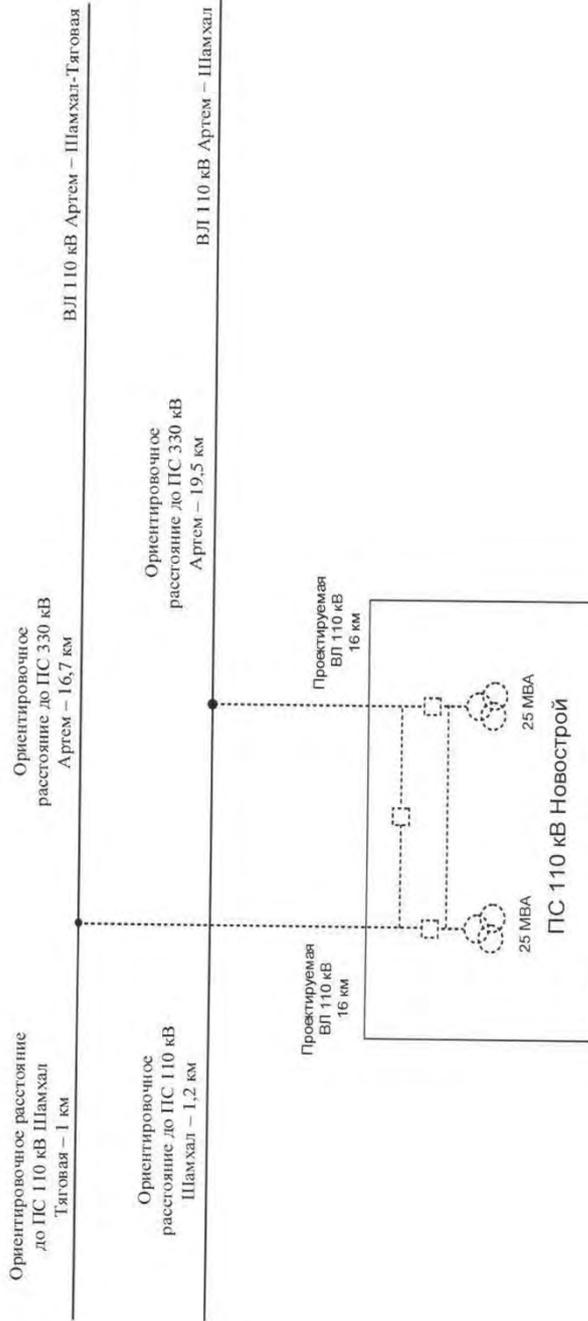


Б.Х. Мисиров

Исполнитель: Коваленко И.А.  
+7 (8793) 40-18-62



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ  
№ 181/37/2019/Д/ЦЕНТРАЭС от \_\_\_\_\_ 2020



Примечание:  
Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.

..... вновь сооружаемые объекты

Имя	Пост	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Заместитель главного инженера по эксплуатации ГПС «ИРСК Северного Кавказа»		Гончаров А.А.		
Главный специалист ОТПП		Коваленко И.А.		
Технические условия на трансформаторное присоединение ПС 110 кВ для электрооснащения Новолакского переоселенческого района, Республика Дагестан ГКУ «Ирландия» строящихся объектов энергообъектов				
Полномочная печать				
Листов				
б/м				
1				
Листов				
АЭ ДЭС				



**СОГЛАСОВАНО:**

Первый заместитель директора –  
главный диспетчер Филиала  
АО «СО ЕЭС»  
Дагестанское РДУ



\_\_\_\_\_ А.А. Исаев

« 23 » декабря 2020 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

\_\_\_\_\_ Д.Ю. Зверков  
(по доверенности от 24.07.2020 №464/юр)

« 24 » декабря 2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 4729/2020/ДЭ/КАРАРЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ» по индивидуальному проекту**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 25.11.2020 № 11.10/05-4680/20 (вх. от 30.11.2020 №4729/2020/ДЭ/КАРАРЭС) и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергопринимающих устройств канализационной насосной станции по адресу: Республика Дагестан, Карабудахкентский район, Государственного казенного учреждения Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «Россети Северный Кавказ» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 8,268 МВ и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- вводная ячейка 10 кВ в РТП-10/0,4 кВ Заявителя, присоединяемая КЛ 10 кВ от линейной ячейки на I СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Чистое море с максимальной мощностью 4,134 МВт;

- вводная ячейка 10 кВ в РТП-10/0,4 кВ Заявителя, присоединяемая КЛ 10 кВ от линейной ячейки на II СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Чистое море с максимальной мощностью 4,134 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 8,268 МВт по первой категории надежности электроснабжения.

## **1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ**

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Сооружение ПС 110 кВ Чистое море с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ с устройством АРН мощностью по 10 МВА каждый.

**1.2.** Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Чистое море, сооружаемой по пункту 1.1 настоящих технических условий, с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (инв. №000242), ориентировочной протяженностью 2,5 км.

**1.3.** Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Чистое море, сооружаемой по пункту 1.1 настоящих технических условий, с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (инв. №000242), ориентировочной протяженностью 2,5 км.

**1.4.** Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

**1.5.** Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с заменой провода марки АС-120 на провод с пропускной способностью не менее 404 А при температуре наружного воздуха +35°C (марку и сечение провода уточнить при проектировании).

**1.6.** Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с заменой провода марки М-70 на провод с пропускной способностью не менее 399 А при температуре наружного воздуха +35°C (марку и сечение провода уточнить при проектировании).

**1.7.** Строительство двух КЛ 10 кВ от линейных ячеек на I и II СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Чистое море до РТП-10/0,4 кВ Заявителя, по два кабеля на одну КЛ 10 кВ в траншее сечением не менее 120 мм<sup>2</sup>(сечение кабеля уточнить при проектировании), ориентировочной протяженностью 0,5 км каждая.

**1.8.** Сооружение РТП-10/0,4 кВ с трансформаторами 6х3150 кВА и 2х1000 кВА.

**1.9.** Сооружение ЛЭП 10 кВ между РТП 10/0,4 кВ и ТП 10/0,4 кВ Заявителя в границах земельного участка Заявителя.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

2.1.1. Установить на ПС 330 кВ Артем АОПО ВЛ 110 кВ Артем - Компас, АОПО ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал с воздействием на ОН Заявителя (технические решения уточнить при проектировании).

2.1.2. Организовать прием команд ПА с ПС 330 кВ Артем на ПС 110 кВ Чистое море с установкой аппаратуры САОН на ПС 110 кВ Чистое море для отключения присоединений 10 кВ от САОН (технические решения уточнить при проектировании).

2.2. Оснастить объект электросетевого хозяйства, указанный в пункте 1.1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения, объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- предусмотреть организацию расчетного учета на границе раздела балансовой принадлежности с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые

объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### **3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ**

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АОПО, АЧР).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий, нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, а также для

автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.8 и 1.9, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.6, 2.1.1, 2.1.2, 2.4 (мероприятие, указанное в пункте 2.1.1 выполняются ПАО «Россети Северный Кавказ» путем урегулирования отношений с третьими лицами) с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «Россети Северный Кавказ» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет разработку проектной и рабочей документации по мероприятиям, указанным в пункте 1.7, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий.

При проектировании оформить отдельными томами каждое из перечисленных в данном пункте мероприятий.

Выполнение перечисленных в данном пункте мероприятий осуществляется ПАО «Россети Северный Кавказ» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора об осуществлении технологического присоединения.

**4.4.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.5.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием

4.5. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ» и Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

4.6. Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

4.7. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.8. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

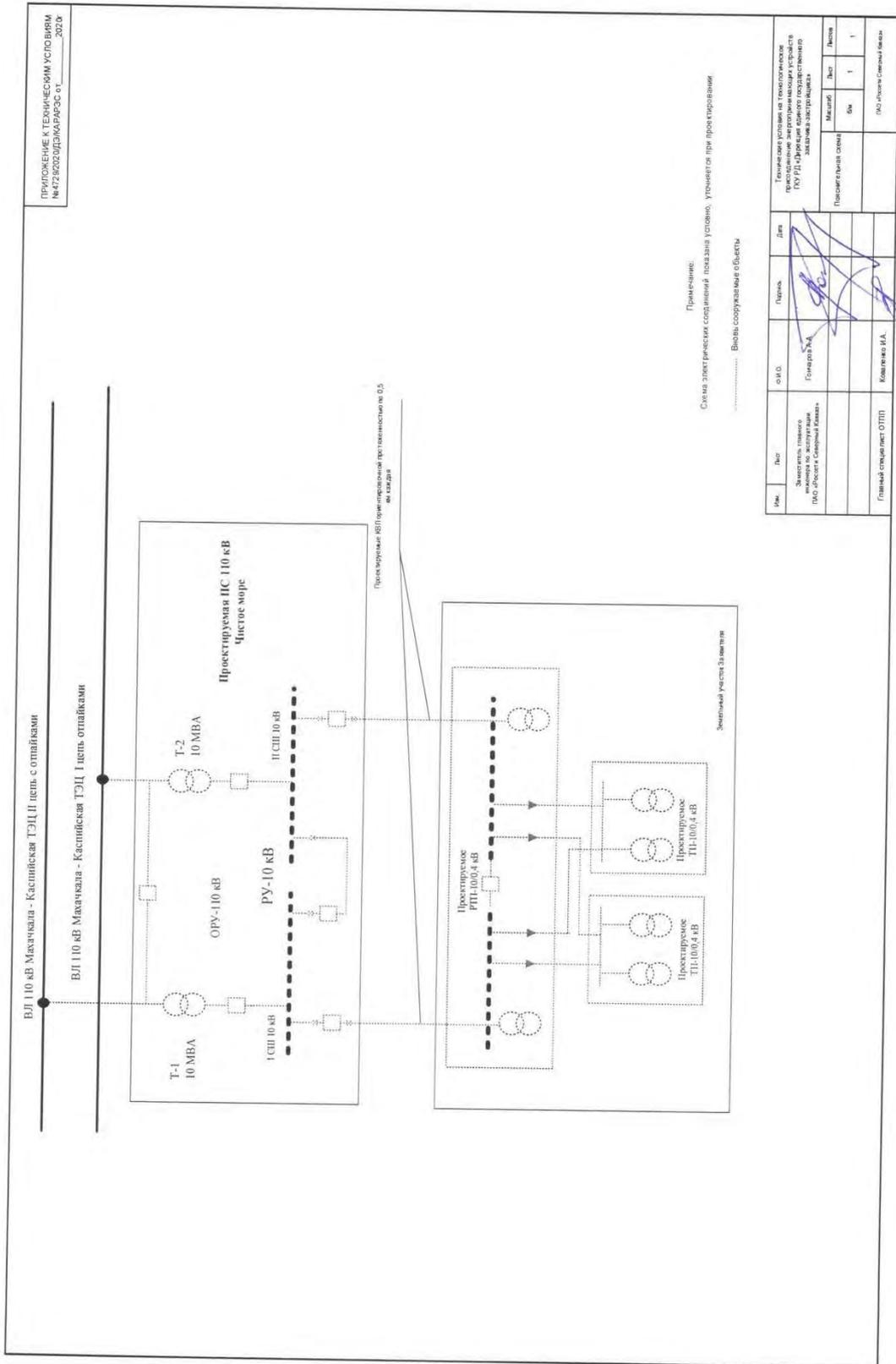
СОГЛАСОВАНО:

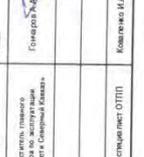
Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»

  
В.М. Абаимов

Исполнитель: Коваленко И.А.  
+7 (8793) 40-18-62





Имя	Долг	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Заместитель главного инженера по эксплуатации ПЭС в области Северный Кавказ		Гонимарья А.		
Главный специалист ОТПП		Колесникова И.А.		

После ввода в эксплуатацию		После завершения строительства	
Масштаб	Лист	Масштаб	Лист
0/1	1	0/1	1

Компьютерная печать на технологическом документе, разработанном в программе РСУ ЭТС. Журнал выдачи государственных заданий завершен.

Исполнитель: ПАО «Южная Сетевая Компания»

**СОГЛАСОВАНО:**

 Первый заместитель директора -  
 главный диспетчер  
 Филиала АО «СО ЕЭС»  
 Дагестанского филиала


М.Ш. Шехахмедов

2017 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

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


Б.Х. Мисиров

2017 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 707д**
**на технологическое присоединение к электрическим сетям  
 АО «Дагестанская сетевая компания» по индивидуальному проекту**

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 23.05.2016 №572 (вх.08.06.2016 № б/н) и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от № \_\_\_\_\_ энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, Федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «МРСК Северного Кавказа» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 7,6 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 4 (четырёх) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- линейная ячейка №1 на I СШ РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда (предлагаемое название) с максимальной мощностью 1,9 МВт;
- линейная ячейка №3 на I СШ РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда с максимальной мощностью 1,9 МВт;
- линейная ячейка №2 на II СШ РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда с максимальной мощностью 1,9 МВт;
- линейная ячейка №4 на II СШ РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда с максимальной мощностью 1,9 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения:

- 0,95 МВт по первой категории надежности электроснабжения;
- 5,35 МВт по второй категории надежности электроснабжения;
- 1,3 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Сооружение новой ПС 110 кВ Звезда с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ с устройствами АРН мощностью по 10 МВА каждый на границе земельного участка Заявителя.

1.2. Сооружение новой ЛЭП 110 кВ Восточная – Звезда ориентировочной протяжённостью 8 км.

1.3. Сооружение новой ЛЭП 110 кВ Махачкала – Звезда ориентировочной протяжённостью 2 км.

1.4. Реконструкцию ПС 110 кВ Восточная (инв. № 002174) с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ЛЭП 110 кВ Восточная – Звезда.

1.5. Реконструкцию ПС 330 кВ Махачкала с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ЛЭП 110 кВ Махачкала – Звезда.

1.6. Сооружение заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и Стекольная – Алмало.

1.7. Сооружение необходимого количества ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

1.8. Сооружение двух ЛЭП 10 кВ на земельном участке Заявителя от линейных ячеек №1, №3 на I СШ РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда до ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

1.9. Сооружение двух ЛЭП 10 кВ на земельном участке Заявителя от линейных ячеек №2, №4 на II СШ РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда до ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

1.10. Сооружение ЛЭП 10 кВ между ТП 10/0,4 кВ Заявителя.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

— с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ;

— схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

2.2. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:



— технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

— устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

**2.3.** Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 раздела 1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом АО «Дагестанская сетевая компания» по двум независимым каналам связи.

**2.4.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

— в соответствии с Правилами организации учета электрической энергии на розничных рынках - раздела X «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 и Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);

— предусмотреть организацию расчетного учета в линейных ячейках РУ 10 кВ проектируемой ПС 110 кВ Звезда с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

— обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ АО «Дагестанская сетевая компания» с организацией ежедневной передачи результатов измерений, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР, САОН). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,4$  на шинах 10 кВ ТП 10/0,4 кВ Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности

и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий, нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

**3.3.** В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя:

**3.3.1.** Фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания».

**3.3.2.** Средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в автоматизированную систему АО «Дагестанская сетевая компания», показатели качества электроэнергии должны передаваться в объеме в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

**3.4.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.5.** В случае если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, а также для энергопринимающих устройств, относящихся к особой категории первой категории надежности электроснабжения, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеграмотных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.7 - 1.10 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование и проектную документацию с АО «Дагестанская сетевая компания».

**4.2.** АО «Дагестанская сетевая компания» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.6 (мероприятия, указанные в пункте 1.5, выполняются АО «Дагестанская сетевая компания» путем урегулирования отношений с третьими лицами), с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной документации. АО «Дагестанская сетевая компания» обязано согласовать задание на проектирование и проектную документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений



с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет АО «Дагестанская сетевая компания».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «МРСК Северного Кавказа» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей АО «Дагестанская сетевая компания» и Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

4.5. Получить от ПАО «МРСК Северного Кавказа» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства АО «Дагестанская сетевая компания», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

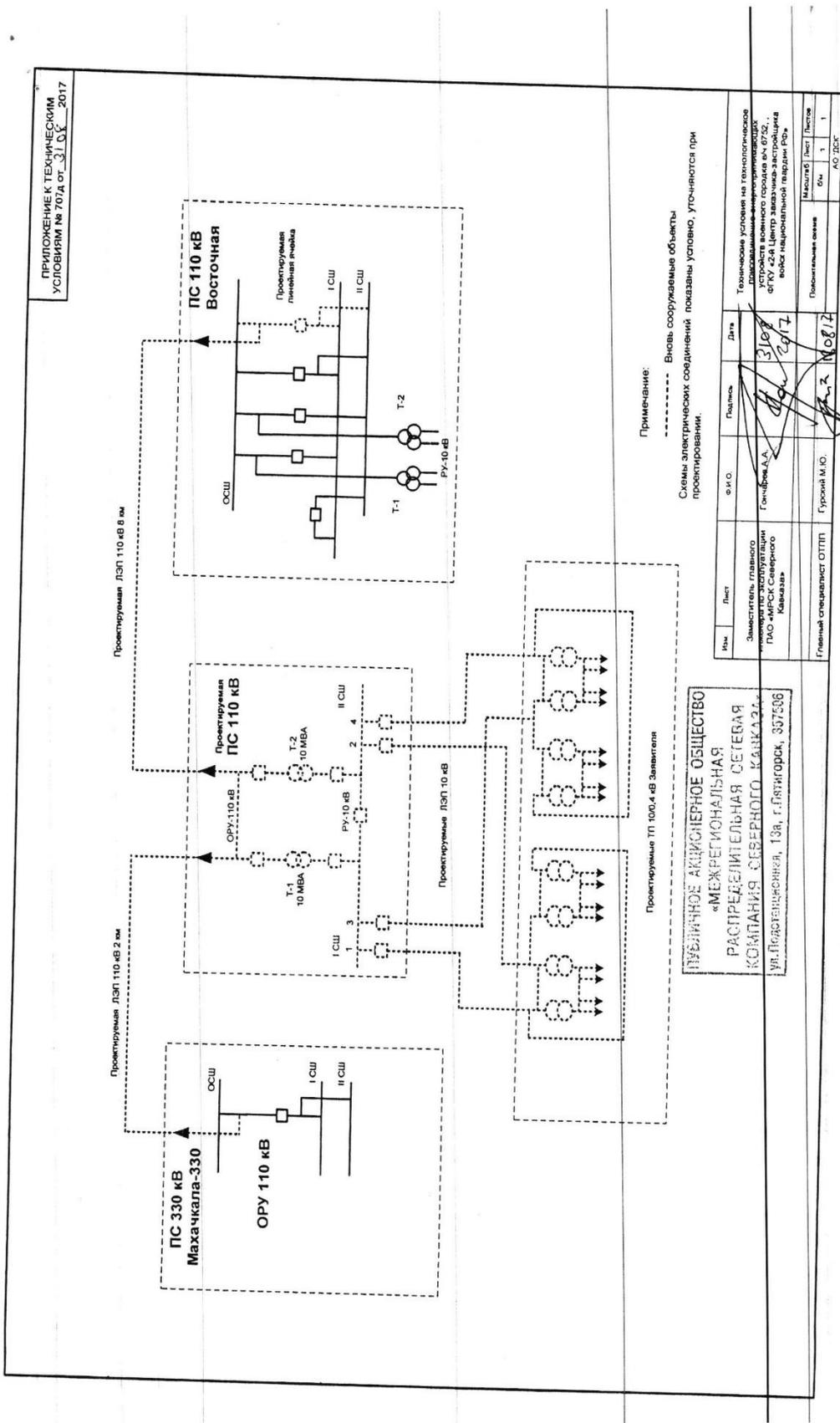
Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Гурский М.Ю.  
тел. (8793) 23-91-97

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ  
КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»  
ул.Подстанционная, 13а, г.Пятигорск, 357506



6



Примечание:  
 - - - - - вновь сооружаемые объекты  
 Схемы электрических соединений показаны условно, уточняются при проектировании.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
 «МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ  
 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ  
 КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»  
 Ул. Педagogическая, 13а, г. Владикавказ, 357506

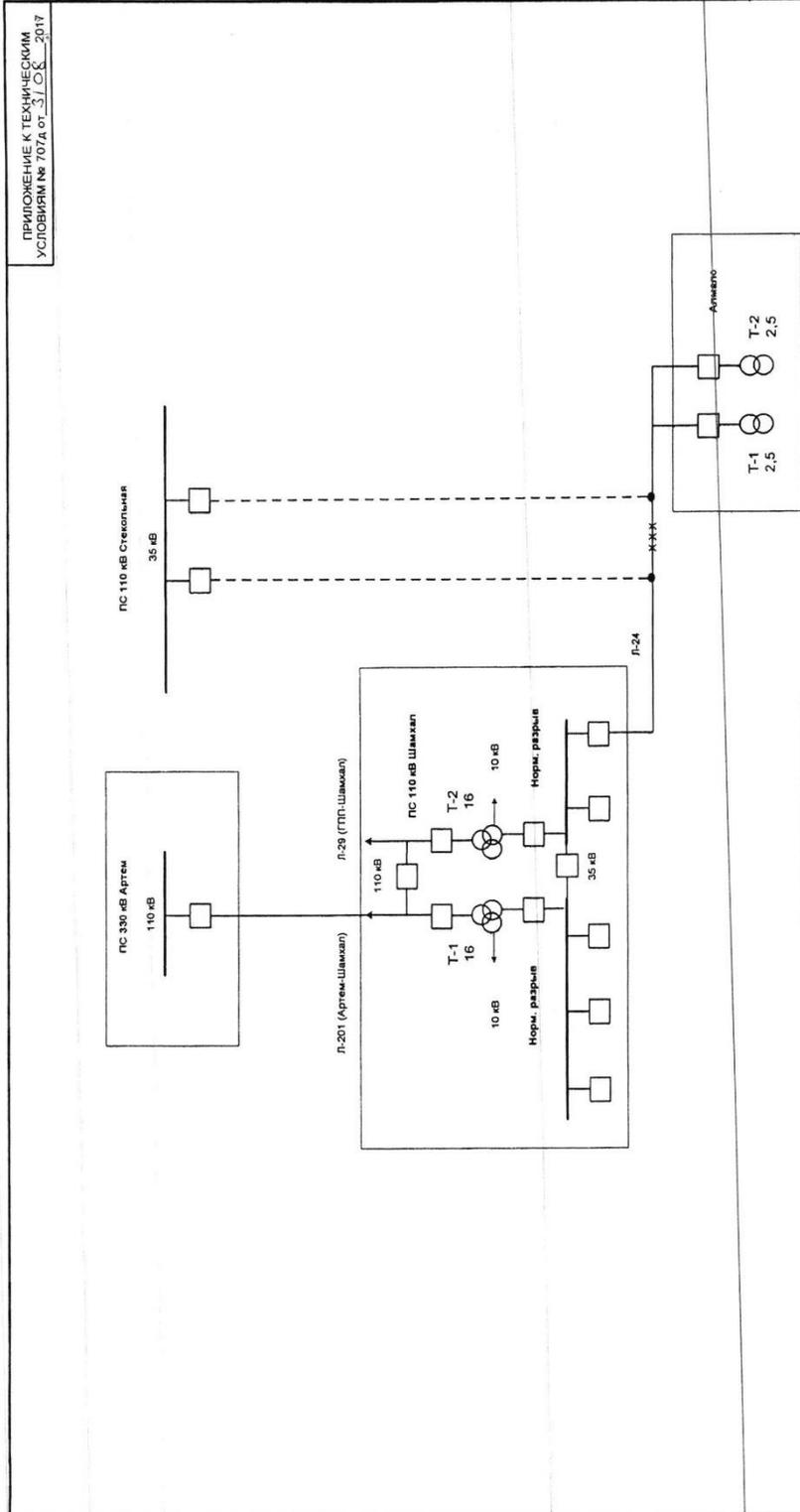
Имя	Пол	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Заместитель главного инженера по эксплуатации ПАО «ИРСО Северного Кавказа»		Генцбаев А.А.		31.05.2017
Главный специалист ОПТ		Гурский М.Ю.		31.05.2017

Итого	Листы		Лист
	Всего	Из них	
1	1	1	1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ № 707А от 31.08.2017

7



ОБЪЕДИНЕННОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ  
КОМПАНИЯ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»  
УЛ. ПОДСОЗВОНИЙ, 13А, Г. ПЯТИГОРСК, 357509

Примечание:

----- Вновь сооружаемые объекты

Имя	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Владимир Владимирович Иванович	1	Бочверов В.	<i>[Signature]</i>	31.08.17
ПАО «ИРСК Северного Кавказа»				30.08.17
Главный специалист-ОТП	Гурский И.Ю.		<i>[Signature]</i>	31.08.17
Проектировщик	Сима			
	Лист			Листов
	04			2
	АО «ИРСК»			

*[Handwritten signature]*

Приложение №1 к Договору об осуществлении  
технологического присоединения к электрическим сетям

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
для присоединения к электрическим сетям**

№ 0004/05/2020

« 03 » марта 2020 г.

Наименование сетевой организации,  
выдавшей технические условия:

**ООО «ДагЭнерЖи»**

Наименование ЮЛ:

**АО «Завод им. Гаджиева»**

1. Наименование:
2. Адрес объекта:
3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств:
4. Категория надежности:
5. Класс напряжения электрических сетей:
6. Год ввода объекта в эксплуатацию:
7. Точка присоединения:
8. Основной источник питания:
9. Резервный источник питания:

площадка АО «Завод им. Гаджиева»  
г. Каспийск, Инвестиционная площадка «Уйташ»

4580 кВт  
2-я (вторая)  
6 кВт

2020г.  
к КРУН-6 кВ яч. 4 и яч. 8

ПС «Уйташ-2» 110/6 кВ  
ПС «Уйташ-2», КРУН-6 кВ яч. 3 и яч. 7

**10. Сетевая организация осуществляет:**

10.1. Проверку выполнения заявителем технических условий и осуществления фактического присоединения объекта заявителя к электрическим сетям ООО «ДагЭнерЖи».

**11. Заявитель осуществляет:**

- 11.1. Прокладку кабеля от КРУН-6 кВ. Марку и сечение кабеля выбрать по проекту.
- 11.2. Монтаж ЗхКТП-1600-6/0,4 кВ с трансформаторами мощностью 1600 кВА.
- 11.3. Монтаж контура заземления трансформаторов.
- 11.4. Монтаж дизель генератора мощностью 1 МВт, для безопасного завершения технологического процесса (литейное производство) при аварийных отключениях электроэнергии.
- 11.5. Установку АВР для автоматического ввода в работу ДГУ.
- 11.6. Учет электрической энергии на ячейках КРУН-6 кВ (рекомендуемый прибор учета СЕ 303).
12. Срок действия настоящих технических условий составляет два года.

Главный инженер ООО «ДагЭнерЖи»



А.М. Сутаев



Л.В. Дианов  
(по доверенности от 21.06.2021 №452)

«2» сентября 2021 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №942/2020/ДЭ/КИЗИРЭС на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 18.08.2020 № 942/2020/ДЭ/КИЗИРЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № 942/2020/ДЭ/КИЗИРЭС энергопринимающих устройств зданий и сооружений водозаборного узла «Сулак», расположенных по адресу: Республика Дагестан, г. Кизилюрт, по ФАД «Кавказ», в районе ГЭС «Пионер», муниципального казенного учреждения «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя с увеличением максимальной мощности на 2,2 МВт, до величины 3,2 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- линейная ячейка 6 кВ в РУ-6 кВ проектируемой ПС 110 кВ НС-Сулак (предполагаемое наименование) с максимальной мощностью 1,6 МВт;
- существующая опора ВЛ 6 кВ Ф-12 на П СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ ЗФС (инв. №03000005) с увеличением максимальной мощности на 0,6 МВт, до величины 1,6 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 3,2 МВт по первой категории надежности электроснабжения.

## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Строительство ПС 110 кВ НС-Сулак (предполагаемое наименование) с установкой силового трансформатора 110/6 кВ с устройством АРН мощностью 4 МВА на границе земельного участка Заявителя.

**1.2.** Строительство ВЛ 110 кВ от сооружаемой по пункту 1.1 настоящих технических условий ПС 110 кВ НС-Сулак с присоединением отпайкой к опоре №2 ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – ЗФС (Х-1) (инв. №03000100) ориентировочной протяженностью 0,5 км проводом сечением 70 мм<sup>2</sup>.

**1.3.** Строительство ВЛ 6 кВ от линейной ячейки РУ 6 кВ проектируемой по пункту 1.1 ПС 110 кВ НС-Сулак до проектируемого ТП(РП)-6/0,4 кВ Заявителя в границах земельного участка Заявителя.

**1.4.** Установку необходимого количества ТП(РП)-6/0,4 кВ с устройством АВР и строительство ЛЭП 6 кВ в границах земельного участка Заявителя.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**2.2.** Оснастить объект электросетевого хозяйства, указанный в пункте 1.1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго», при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

**2.3.** Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 раздела 1 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом Филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по

общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**2.4.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- принять существующий учет в линейной ячейке Ф-12 на II СШ РУ-6 кВ ПС 110 кВ ЗФС и предусмотреть организацию расчетного учета в линейной ячейке 6 кВ проектируемой ПС 110 кВ НС-Сулак на границе раздела балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации

реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении вне регламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.3, 1.4 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия указанные в пунктах 1.1, 1.2 и 2.4 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

**4.3.** При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием

представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

**4.7.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



В.М. Абаимов



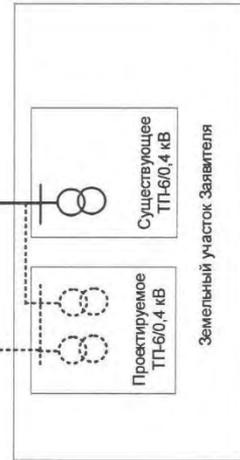
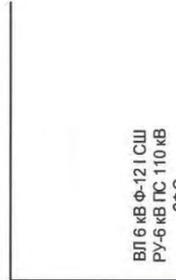
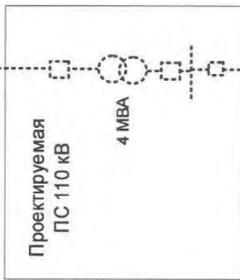
Исполнитель Коваленко И.А.  
(8793) 40-18-62



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ  
№ 84.2/2020/ДЗ/КЭИЗ/РЭС от 2021 г.

ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – 3ФС (Х-1)

Проектируемая  
ВЛ 110 кВ  
ориентировочной  
протяженностью  
0,4 км



Примечание:  
Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.  
..... Вновь сооружаемые объекты



Имя	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Законный представитель инженера по эксплуатации ПАО «Россети Северный Кавказ»		Гончаров А.А.		
Главный специалист ОТПП		Коваленко И.А.		

Поскольку сумма		Листов	
Минимум	Максимум	1	1

Технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств (зданий и сооружений) к объекту учета «Судья МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»

ПАО «Россети Северный Кавказ»

УТВЕРЖДАЮ:



Д.Ю. Зверков  
(по доверенности №464/юр от 24.07.2020)  
«28» сентября 2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №549/2020/ДЭ/МАХАГЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 03.08.2020 № 549/2020/ДЭ/МАХАГЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергопринимающих устройств многоквартирного жилого дома, расположенного в г. Махачкале, в районе ТЗБ, Жилищно-строительного кооператива «Рост», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения и действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 2 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

- ВЛ-10 кВ, Ф-31, ПС 110 кВ Восточная (инв. № 002174) с максимальной мощностью 2 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 2 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

**1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ)  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ**

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой в линейной ячейке Ф-31 ТТ 150/5 на ТТ 400/5.

**1.2.** Установку на ближайшей опоре ВЛ 10 кВ Ф-31 ПС 110 кВ Восточная реклоузера с функциями РЗиА и ПКУ. Номер опоры определить при проектировании.



- 1.3. Сооружение ВЛ 10 кВ от проектируемого по пункту 1.2 настоящих технических условий реклоузера до проектируемого ТП 10/0,4 кВ Заявителя.
- 1.4. Сооружение ТП 10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

предусмотреть организацию расчетного учета в проектируемом реклоузере на границе раздела балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, а также для энергопринимающих устройств, относящихся к особой категории первой категории надежности электроснабжения, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3, 1.4. с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия указанные в пунктах 1.1, 1.2 и 2.1, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий.

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.3.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.4.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

**4.5.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

**4.6.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения

непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО

Исполняющий обязанности первого заместителя генерального директора – главного инженера ПАО «Россети Северный Кавказ»



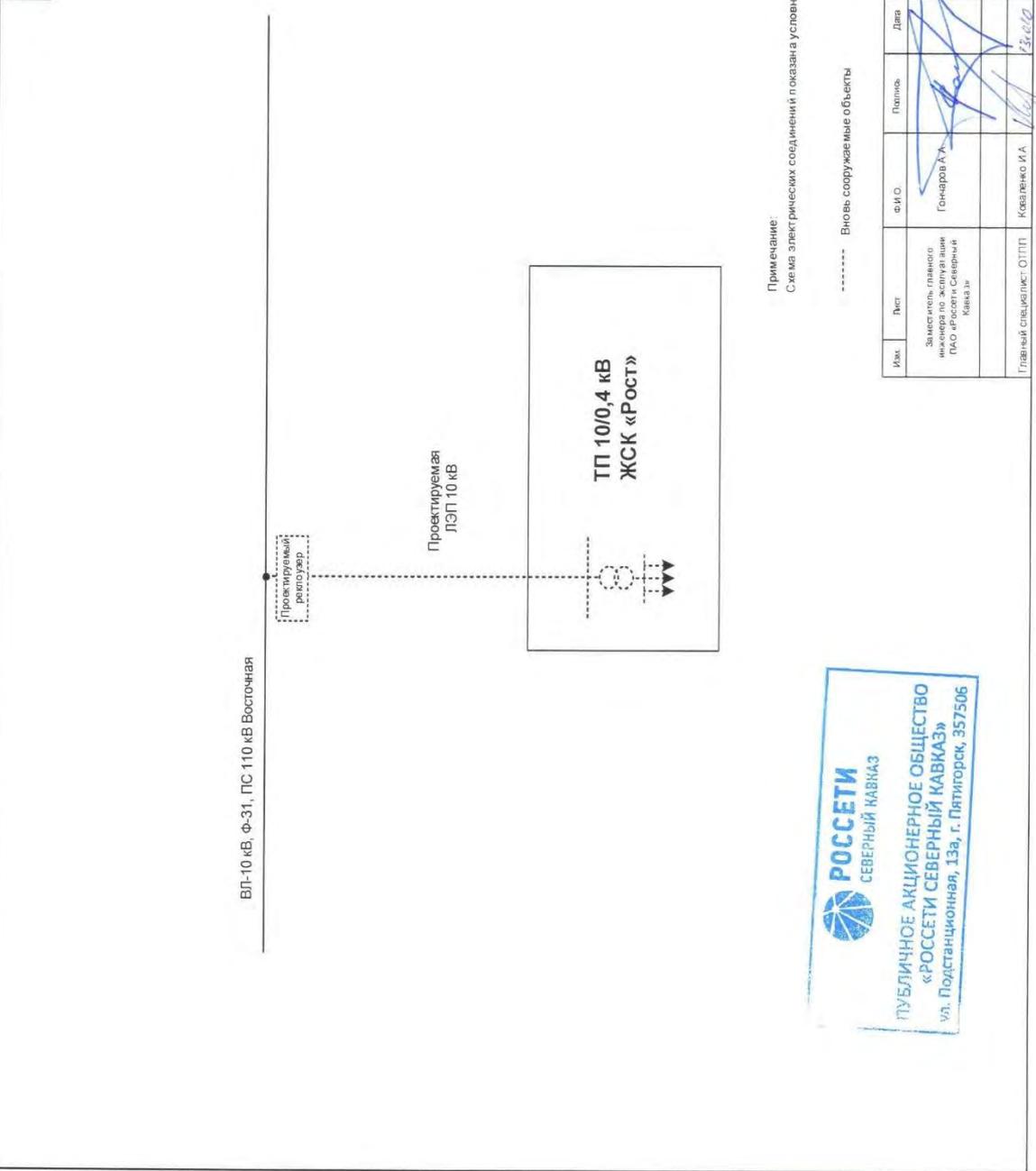
В.М. Абаимов



Исполнитель Коваленко И.А.  
(8793) 40-18-62



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ №549/2020/ДЗ/МАХАТЭС  
от \_\_\_\_\_ 2020



Примечание:  
Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.

----- Новые сооружаемые объекты



Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Техническое условие на технологическое присоединение энергетической установки многоквартирного жилого дома ЖСК «Рост»
		Гончаров А.А.			Политовская Елена
					Масштаб: Лист 1
					Лист 1
					Лист 1
Главный специалист: ОТПП					ПАО «Россети Северный Кавказ»

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель генерального директора  
по реализации и развитию услуг  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



Д.Ю. Зверков

2021 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №9303/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 12.04.2021 № 9303/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № 9303/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС энергопринимающих устройств вино-коньячного комбината, расположенных по адресу: Республики Дагестан, Дербентский район, с. Чинар, общества с ограниченной ответственностью «Алвиса», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 2 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

- опора №1 ВЛ 10 кВ Ф-5 на I СШ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Геджух с максимальной мощностью 2 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме 2 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

**1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ)  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ**

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

- 1.1. Установку на земельном участке Заявителя ТП-10/0,4 кВ.
- 1.2. Подключение вновь построенной ВЛ 10 кВ Заявителя к опоре №1



ВЛ 10 кВ Ф-5 на I СШ РУ-10 кВ ПС 110 кВ Геджух.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- предусмотреть организацию расчетного учета на границе раздела балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или



согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия указанные в пунктах 1.2 и 2.1 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит делящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



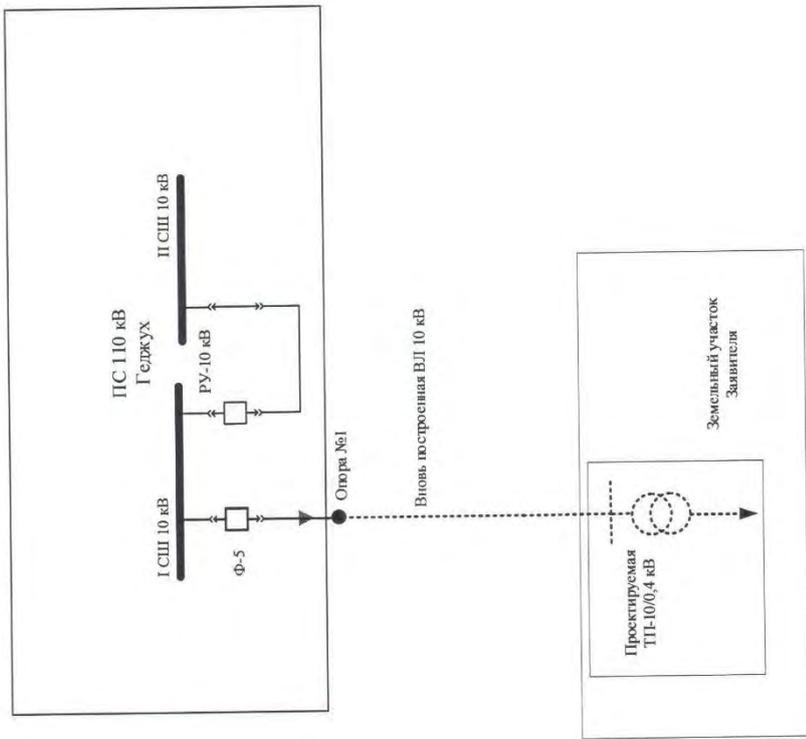
В.М. Абаимов



Исполнитель: Коваленко И.А.  
(8793) 40-18-62

ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ №9303/202-1/ДЗ/ДЕРБЕРЭС  
от 2021



Примечание:  
Схемы электрических соединений ПС 110 кВ Г.СДЖУХ и ТП-10/0,4 кВ показаны условно, уточняются при проектировании.  
----- Новые сооружаемые и реконструируемые объекты



**РОССЕТИ**  
СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«РОССЕТИ СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ»  
ул. Подстанционная, 13а, г. Пятигорск, 357506

Имя	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств винодельческого комбината ООО «Альпика»			
Заместитель главного инженера по эксплуатации ПАО «Россети Северный Кавказ»		Гончарова А.А.			Паспортная таблица	Масштаб	Лист	Листов
Главный специалист ОТПП		Коваленко И.А.		12.02.21	6кв	1	1	1
					ПАО «Россети Северный Кавказ»			

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель генерального директора  
по реализации и развитию услуг  
ПАО «Россети Северный Кавказ»

Д.Ю. Зверков

«*А*» *июня* 2021 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №9969/2021/ДЭ/МАХАГЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 28.04.2021 № 9969/2021/ДЭ/МАХАГЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № 9969/2021/ДЭ/МАХАГЭС в связи с увеличением максимальной мощности и изменением категории надежности электроснабжения энергопринимающих устройств многоквартирного жилого комплекса, расположенного по адресу: Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. Азизова, 32 МКР «Степной», общества с ограниченной ответственностью «Миракл группа», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя с увеличением максимальной мощности на 2 МВт до величины 2,5 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя в одной 1 (одной) существующей и 1 (одной) вновь образуемой после выполнения настоящих технических условий точках присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- ВЛ 6 кВ Ф-24 ПС 35 кВ Стекловолокно с максимальной мощностью 0,5 МВт (существующая точка присоединения);

- опора №1 Ф-19 на I СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Приозерная (инв. №002189) с максимальной мощностью 2 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме:

- 0,5 МВт по второй категории надежности электроснабжения;
- 2 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

**1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ)**



## ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Установку необходимого количества ТП-6/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

**1.2.** Присоединение вновь построенной Заявителем КЛ 6 кВ к опоре №1 Ф-19 на I СШ РУ 6 кВ ПС 110 кВ Приозерная.

**1.3.** Режимными мероприятиями предусмотреть обеспечение заявленной категории надежности электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- предусмотреть расчетный учет на границе раздела балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих



технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2, 1.3 и 2.1 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.



4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



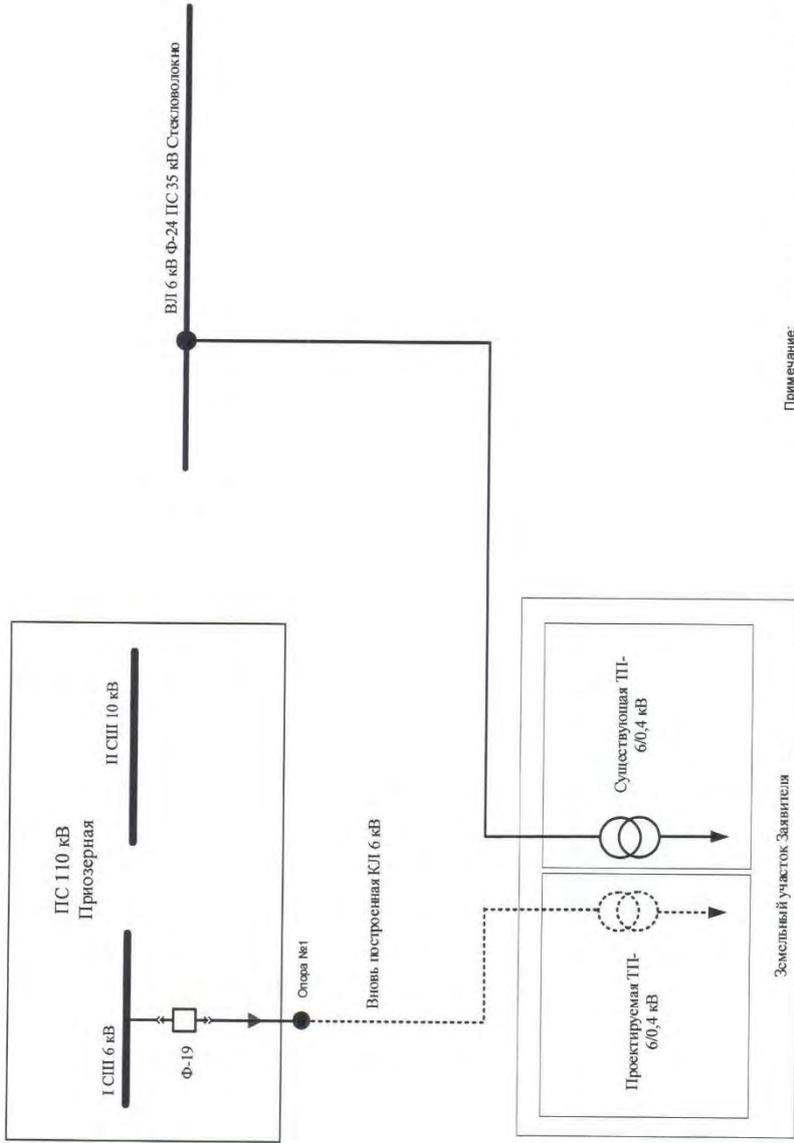
В.М. Абаимов



Исполнитель Гызыев А.Х.  
(8793) 23-91-97



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ №9869/2021/ДЗ/МАХАТЭС  
от 2021



Примечание:  
Схемы электрических соединений показаны условно, уточняются при проектировании.



М.п.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Ирирастгруппа»								
		Заместитель главного инженера по эксплуатации ПАО «Россети Северный Кавказ»	Гончаров А.А.		<table border="1"> <tr> <td>Помпонельная схема</td> <td>Масштаб</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td></td> <td>6/м</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> </table>	Помпонельная схема	Масштаб	Лист	Листов		6/м	1	1
Помпонельная схема	Масштаб	Лист	Листов										
	6/м	1	1										
		Главный специалист ОТПП	Гыязев А.Х.	24.05.21	<table border="1"> <tr> <td>ПАО «Россети Северный Кавказ»</td> </tr> </table>	ПАО «Россети Северный Кавказ»							
ПАО «Россети Северный Кавказ»													

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора  
по реализации и развитию услуг  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



Д.Ю. Зверков

19 апреля 2021 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №984/2020/ДЭ/ЦЕНТРЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 20.08.2020 №984/2020/ДЭ/ЦЕНТРЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ ВЛ-10 кВ для электроснабжения энергопринимающих устройств агротехпарка, расположенного по адресу: Республика Дагестан, Кумторкалинский район, с. Коркмаскала, юго-западнее федеральной трассы за ж/д переездом, Общества с ограниченной ответственностью «Юагрохолдинг», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения и действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 2 МВт (в том числе ранее присоединенная 0,15 МВт) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- концевая опора проектируемой ВЛ 10 кВ от резервной линейной ячейки №15 на I СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Стекольная с максимальной мощностью 1 МВт;

- концевая опора проектируемой ВЛ 10 кВ от резервной линейной ячейки №16 на II СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Стекольная с максимальной мощностью 1 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 2 МВт по второй категории надежности электроснабжения.



## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Сооружение двух ВЛ 10 кВ проводом АС-70 на деревянных опорах, ориентировочной протяженностью по 4,5 км каждая от резервных линейных ячеек №15 на I СШ и №16 на II СШ ЗРУ 10 кВ ПС Стекольная до границы земельного участка Заявителя.

**1.2.** Установку двух ПКУ-10 кВ на концевых опорах проектируемых по п.1.1 настоящих технических условий ВЛ 10 кВ.

**1.3.** Сооружение необходимого количества ТП(РП) 10/0,4 кВ в границах земельного участка Заявителя.

**1.4.** Сооружение двух ЛЭП 10 кВ от концевых опор ВЛ 10 кВ, сооружаемых по пункту 1.1 настоящих технических условий, до ТП(РП) 10/0,4 кВ Заявителя.

**1.5.** После выполнения мероприятий по пунктам 1.1-1.4 настоящих технических условий выполнить отсоединение от ВЛ 10 кВ Ф-11 ПС 110 кВ Шамхал.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- предусмотреть организацию расчетного учета в ПКУ-10 кВ на границе раздела балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3 - 1.5 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.2 и 2.1 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы

должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

**4.7.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

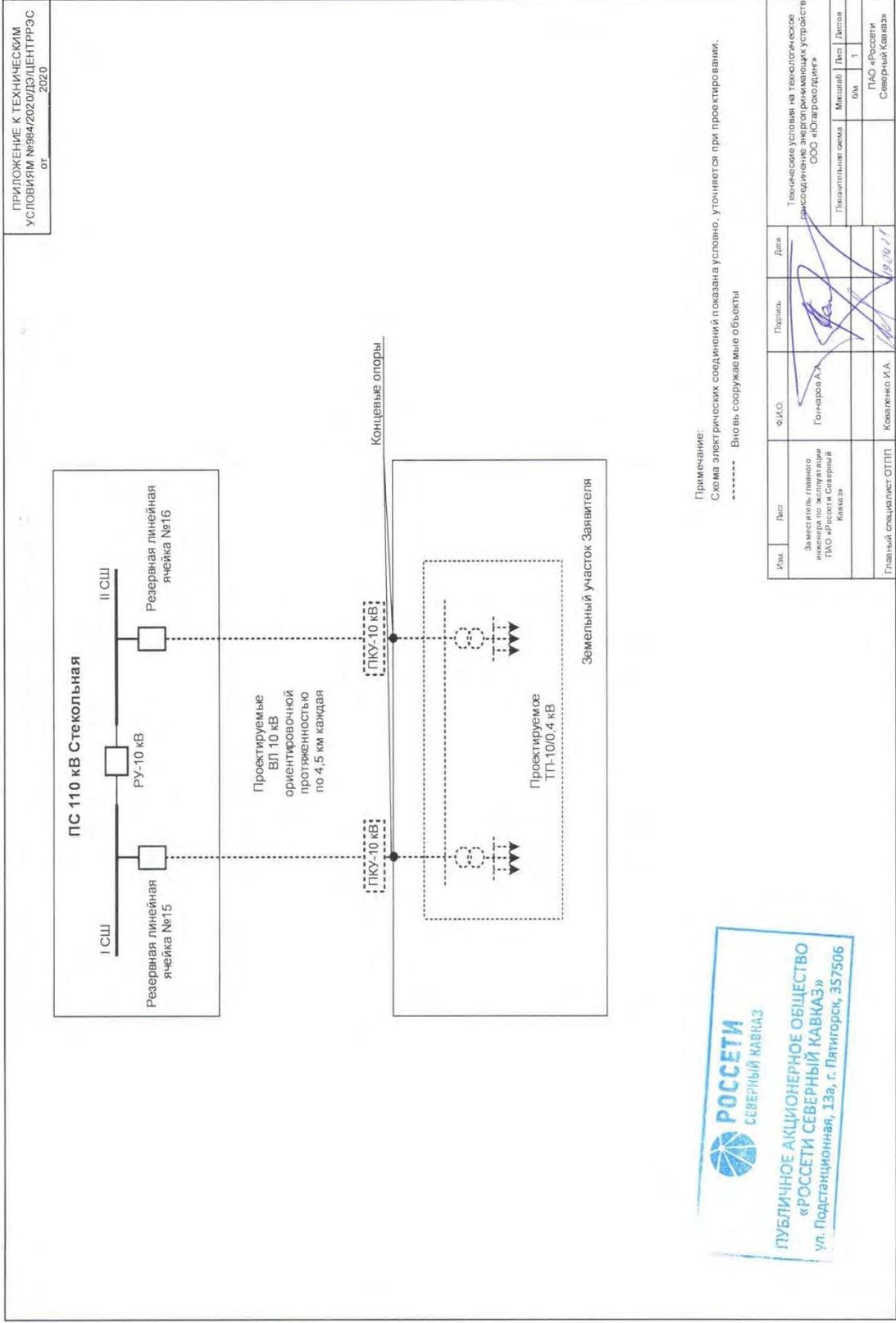
Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



В.М. Абаимов

Исполнитель: Коваленко И.А.  
(8793) 40-18-62





ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ №984/2020/Д/ЦЕНТТРЭС  
от  
2020

Примечание:  
Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.  
----- Новые сооружаемые объекты

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
	1	Коваленко И.А.		19.10.21
Главный специалист ОТПП Коваленко И.А.				
Проектная организация ООО «Староградинг»				
Техническое условие на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Староградинг»				
М.П.		М.П.		
ООО «Староградинг»		ПАО «Россети Северный Кавказ»		





Л.В. Дианов  
(по доверенности от 21.06.2021 №452)

«26» сентября 2021 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №12547/2021/ДЭ/МАХАГЭС на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 09.07.2021г № 12547/2021/ДЭ/МАХАГЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № 12547/2021/ДЭ/МАХАГЭС энергопринимающих устройств центра обработки данных, расположенных по адресу: Республики Дагестан, г. Махачкала, пр. Комсомольский, 25 кадастровым номером: 05:40:000057:49, общества с ограниченной ответственностью «Бест Моторс», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 1,5 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

- болтовые соединения в резервной ячейке №2 на I СШ РУ 6кВ ПС 35 кВ Махачкалинская ТЭЦ с максимальной мощностью 1,5 МВт.

Схема опосредованного присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме 1,5 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

#### 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

1.1. Строительство ЛЭП 6 кВ от резервной линейной ячейки №2 РУ 6 кВ на I СШ ПС 35 кВ Махачкалинская ТЭЦ до ТП (РП) 6/0,4 кВ Заявителя.

1.2. Установку на земельном участке Заявителя ТП-6/0,4 кВ.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- обеспечить организацию расчетного учета электроэнергии в резервной ячейке №2 на IСШ РУ 6кВ ПС 35 кВ Махачкалинская ТЭЦ, на границе балансовой принадлежности с применением приборов учета электрической энергии класса точности 0,5S или выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или

согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.1, 1.2 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «ДагЭнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 2.1 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.5.** Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»

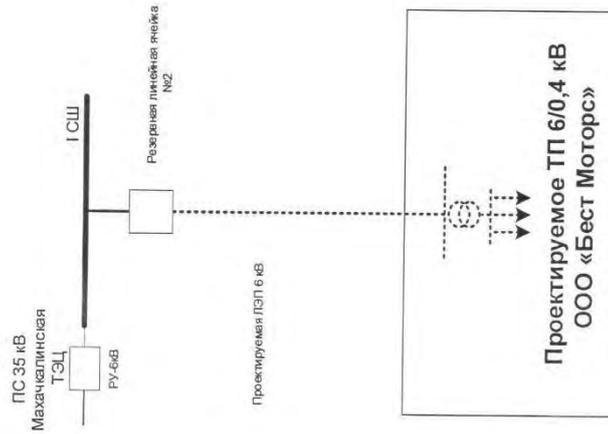


В.М. Абаимов

Исполнитель: Гызыев А.Х.  
(8793) 40-16-97

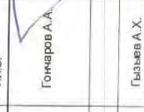


ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ №12547/2021/ДЗ/МАХАТ ЭС  
07  
2021



Примечание:  
Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.

\*\*\*\*\* Вновь сооружаемые объекты

Имя	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Заместитель главного инженера по эксплуатации ПАО «Росатом Северный Кавказ»		Гончарова А.		
Главный специалист ОТПП		Гальцев А.Х.		
Технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Центр обработки данных ООО «Бест Моторс»				
Полномочия лица				
			Масштаб	Лист
			6/м	1
ПАО «Росатом Северный Кавказ»				

# ДагЭнерЖи

электросетевая организация

367004, РД, г. Махачкала, ул. Бейбулатова, д. 14  
 ОГРН 1140548000120 ИНН 0548011746  
 сайт: www.dagenergji.ru  
 тел.: 8 8722 67-01-32

Приложение №1  
 к договору об осуществлении технологического  
 присоединения к электрическим сетям

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ для присоединения к электрическим сетям

№ 0098/05/2021

« 17 » июня 2021 г.

Наименование сетевой организации,  
 выдавшей технические условия:

ООО «ДагЭнерЖи»

Заявитель:

ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»

1. Наименование энергопринимающих устройств;
2. Адрес объекта;
3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств;
4. Категория надежности;
5. Класс напряжения электрических сетей;
6. Год ввода объекта в эксплуатацию;
7. Точка присоединения;
8. Основной источник питания;
9. Резервный источник питания;

Очистные сооружения водоснабжения  
 РД, г. Кизилюрт, кадастровый номер 05:45:000052:106

1061 кВт

2-я (вторая)

6 кВ

2021 г.

к ближайшим опорам ВЛ-6 кВ, Ф-21 и Ф-30

ПС 110/35/6 кВ «ЗФС», Ф-21

ПС 110/35/6 кВ «ЗФС», Ф-30

### 10. Сетевая организация осуществляет:

- 10.1. Учет электрической энергии произвести на стороне 0,4 кВ проектируемого КТП. При подключении прибора учета через трансформаторы тока предусмотреть возможность опломбирования вторичных цепей.
- 10.2. Проверку выполнения заявителем технических условий и осуществления фактического присоединения объекта заявителя к электрическим сетям ООО «ДагЭнерЖи».

### 11. Заявитель осуществляет:

- 11.1. Строительство отпаяк ВЛ-6 кВ от ближайших опор, питающихся от ПС 110/35/6 кВ «ЗФС» Ф-30 и Ф-21 (ориентировочная протяженность каждой линии 100 метров), до проектируемой КТП заявителя. Опоры принять железобетонные на базе стоек СВ-110-5. Провод принять самонесущий изолированный марки СИП-3, сечение токопроводящих жил выбрать не менее 50 мм<sup>2</sup>. Точку подключения согласовать с представителями ООО «ДагЭнерЖи». Подключения новых потребителей проводить только по согласованию с ООО «ДагЭнерЖи».
- 11.2. Установку разъединителей РЛНД на опоре на вводе в КТП.
- 11.3. Монтаж КТП-2х1600 кВА 6/0,4 кВ с трансформаторами мощностью 1600 кВА. Установку секционного выключателя в РУ-6 кВ для ввода в работу резервного трансформатора.
- 11.4. Монтаж контура заземления трансформаторов.
- 11.5. Прокладку кабеля от ВРУ-0,4 кВ до групп защитных аппаратов РУ-0,4 кВ проектируемого КТП. Тип, сечение и схему прохождения линии определить по проекту.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет два года.

И.о. главного инженера ООО «ДагЭнерЖи»



Мугутдинов Т. А.



# ДагЭнерЖи

электросетевая организация

367004, РД, г. Махачкала, ул. Бейбулатова, д. 14  
ОГРН 1140548000120 ИНН 0548011746  
сайт: www.dagenergi.ru  
тел.: 8 8722 67-01-32

Приложение №1  
к договору об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ для присоединения к электрическим сетям

№ 0097/05/2021

« 17 » июня 2021 г.

Наименование сетевой организации,  
выдавшей технические условия:

ООО «ДагЭнерЖи»

Заявитель:

ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»

1. Наименование энергопринимающих устройств: Канализационные сооружения
2. Адрес объекта: РД, г. Кизилюрт, кадастровый номер 05:45:000052:107
3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств: 849,45 кВт
4. Категория надежности: 2-я (вторая)
5. Класс напряжения электрических сетей: 6 кВ
6. Год ввода объекта в эксплуатацию: 2021 г.
7. Точка присоединения: к ближайшим опорам ВЛ-6 кВ, Ф-21 и Ф-30
8. Основной источник питания: ПС 110/35/6 кВ «ЗФС», Ф-21
9. Резервный источник питания: ПС 110/35/6 кВ «ЗФС», Ф-30

### 10. Сетевая организация осуществляет:

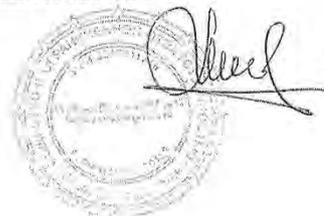
- 10.1. Учет электрической энергии произвести на стороне 0,4 кВ проектируемого КТП. При подключении прибора учета через трансформаторы тока предусмотреть возможность опломбирования вторичных цепей.
- 10.2. Проверку выполнения заявителем технических условий и осуществления фактического присоединения объекта заявителя к электрическим сетям ООО «ДагЭнерЖи».

### 11. Заявитель осуществляет:

- 11.1. Строительство отпаяк ВЛ-6 кВ от ближайших опор, питающихся от ПС 110/35/6 кВ «ЗФС» Ф-30 и Ф-21 (ориентировочная протяженность каждой линии 100 метров), до проектируемой КТП заявителя. Опоры принять железобетонные на базе стоек СВ-110-5. Провод принять самонесущий изолированный марки СИП-3, сечение токопроводящих жил выбрать не менее 50 мм<sup>2</sup>. Точку подключения согласовать с представителями ООО «ДагЭнерЖи». Подключения новых потребителей проводить только по согласованию с ООО «ДагЭнерЖи».
- 11.2. Установку разъединителей РЛНД на опоре на вводе в КТП.
- 11.3. Монтаж КТП-2х1000 кВА 6/0,4 кВ с трансформаторами мощностью 1000 кВА. Установку секционного выключателя в РУ-6 кВ для ввода в работу резервного трансформатора.
- 11.4. Монтаж контура заземления трансформаторов.
- 11.5. Прокладку кабеля от ВРУ-0,4 кВ до групп защитных аппаратов РУ-0,4 кВ проектируемого КТП. Тип, сечение и схему прохождения линии определить по проекту.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет два года.

И.о. главного инженера ООО «ДагЭнерЖи»



Мугутдинов Т. А.



367004, РД, г. Махачкала, ул. Бейбулатова, д. 14  
ОГРН 1140548000120 ИНН 0548011746  
сайт: www.dagenergi.ru  
тел.: 8 8722 67-01-32

Приложение №1  
к договору об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
для присоединения к электрическим сетям

№ 0270/05/2021

« 08 » ноября 2021 г.

Наименование сетевой организации,  
выдавшей технические условия:

ООО «ДагЭнерЖи»

Заявитель:

СНТ «Заря»

1. Наименование энергопринимающих устройств:
2. Адрес объекта:
3. Максимальная мощность энергопринимающих устройств:
4. Категория надежности:
5. Классе напряжения электрических сетей:
6. Год ввода объекта в эксплуатацию:
7. Точка присоединения:
8. Основной источник питания:
9. Резервный источник питания:

СНТ «Заря»  
РД, г. Кизляр, кадастровый номер: 05:43:000365:602

800 кВт  
3-я (третья)  
10 кВ  
2021 г.  
к ячейке Ф-8 в КРУН-10 кВ  
ПС 35/10 кВ «КЭМЗ-1», Ф-8  
нет

**10. Сетевая организация осуществляет:**

- 10.1. Организацию учета электроэнергии в КРУН-10 кВ на ячейки Ф-8.
- 10.2. Проверку выполнения заявителем технических условий и осуществления фактического присоединения объекта заявителя к электрическим сетям ООО «ДагЭнерЖи».

**11. Заявитель осуществляет:**

- 11.1. Разработку необходимой проектной (рабочей) документации и согласование ее в установленном порядке. Проектирование выполнить в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов.
  - 11.2. Прокладку кабельной линии 10 кВ от КРУН-10 кВ ячейки Ф-8, питающейся от ПС 35/10 кВ «КЭМЗ-1». Сечение и тип кабеля определить проектом.
  - 11.3. Монтаж КТП-1000 кВА 10/0,4 кВ с трансформатором мощностью 1000 кВА.
  - 11.4. Монтаж контура заземления трансформатора.
  - 11.5. Подключение объекта от группы защитных аппаратов РУ-0,4 кВ нового КТП, проложив линии 0,4 кВ. Тип, сечение и схемы прохождения линий определить в проекте и согласовать со всеми заинтересованными лицами и организациями.
12. Срок действия настоящих технических условий составляет два года.

Главный инженер ООО «ДагЭнерЖи»

  
Мугудиянов Т. А.



УТВЕРЖДАЮ:

Л.В. Дианов

(по доверенности от 21.06.2021 №452)

«25» августа 2021 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №1303/2021/ДЭ/МАХАГЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 29.07.2020 № 1303/2021/ДЭ/МАХАГЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № 1303/2021/ДЭ/МАХАГЭС в связи с увеличением максимальной мощности энергопринимающих устройств жилого комплекса на 510 квартир, расположенных по адресу: Республики Дагестан, г. Махачкала, дорожная трасса Махачкала-Каспийск, Управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Республике Дагестан, именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя с увеличением максимальной мощности на 0,8 МВт до величины 2,645 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя в 2 (двух) существующих точках присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- Концевая опора ВЛ-10 кВ от линейной ячейки Ф-1 КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Берег (инв. №ДЭДС05021) с увеличением максимальной мощностью на 0,4 МВт до величины 1,327 МВт;

- Концевая опора ВЛ-10 кВ от линейной ячейки Ф-13 I СШ ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Восточная (инв. №002174) с увеличением максимальной мощностью на 0,4 МВт до величины 1,327 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 2,654 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

## 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- принять существующий расчетный учет в линейной ячейки Ф-1 КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Берег и в линейной ячейки Ф-13 I СШ ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Восточная с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 4.1 настоящих технических условий.

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», в целях поддержания соотношений потребления активной и

реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении вне регламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

4.5. Получить от ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

4.6. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.7. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»



В.М. Абаимов

Исполнитель Гызыев А.Х.  
(8793) 40-16-97





УТВЕРЖДАЮ:



Л.В. Дианов  
(по доверенности от 21.06.2021 №452)  
« 21 » сентября 2021 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №12751/2021/ДЭ/МАГАРЭС  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
ПАО «Россети Северный Кавказ»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 15.07.2021г № 12751/2021/ДЭ/МАГАРЭС и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № 12751/2021/ДЭ/МАГАРЭС энергопринимающих устройств автомобильного пункта пропуска через государственную границу РФ Яраг-Казмляр, расположенного в Магарамкентском районе с. Яраг-Казмляр Федерального государственного казенного учреждения «Дирекция по строительству и эксплуатации объектов Росграницы» (северо-Кавказский филиал), именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 0,9 МВт (в том числе ранее присоединённая 0,23 МВт) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя в 1 (одной) существующей точке присоединения и образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- линейная ячейка Ф-7 на I СШ РУ 10кВ ПС 110 кВ Магарамкент (инв. № 31003036) с максимальной мощностью 0,45 МВт (в том числе существующая 0,23 МВт)

- концевая опора на границе земельного участка Заявителя проектируемой ВЛ 10 кВ присоединяемая отпайкой к опоре №139 ВЛ 10кВ Ф-2 на I СШ КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Морская (инв. № 31001960) с максимальной мощностью 0,45 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме 0,9 МВт по второй категории

надежности электроснабжения.

### **1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ**

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Строительство ВЛ 10 кВ присоединяемой отпайкой к опоре №139 ВЛ 10 кВ Ф-2 на I СШ КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Морская ориентировочной протяженностью 2,5 км проводом марки СИП-3 сечением не менее 50 мм<sup>2</sup> на железобетонных опорах с присоединением с помощью РЛНД 10 кВ.

**1.2.** Установка ПКУ-10 кВ на концевой опоре проектируемой по пункту 1.1 настоящих технических условий ВЛ 10 кВ.

**1.3.** Строительство ЛЭП 10 кВ от концевой опоры сооружаемой ВЛ 10 кВ по пункту 1.1 настоящих технических условий до проектируемой ТП-10/0,4 кВ.

**1.4.** Сооружение необходимого количества ТП-10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя.

### **2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ**

**2.1.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии;

- принять существующий учет в линейной ячейке Ф-7 на I СШ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Магарамкент и предусмотреть организацию расчетного учета по проектируемой ВЛ 10 кВ от опоры №139 ВЛ 10 кВ Ф-2 на I СШ КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Морская в ПКУ 10 кВ на границе раздела балансовой принадлежности с применением электронных приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять и хранить почасовые объемы потребления электрической энергии, и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета.

### **3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ**

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\text{tg } \varphi \leq 0,4$  в точках присоединения к электрическим ПАО «Россети Северный Кавказ» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

**3.4.** В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении вне регламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

#### **4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ**

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.4 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

**4.2.** ПАО «Россети Северный Кавказ» выполняет мероприятия указанные в пунктах 1.1, 1.2 и 2.1 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

**4.3.** Провести проверку выполнения заявителем технических условий и осуществление фактического присоединения объекта заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем

технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Северный Кавказ».

4.4. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Северный Кавказ» с корректировкой утвержденных технических условий.

4.5. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей ПАО «Россети Северный Кавказ».

4.6. Получить ПАО «Россети Северный Кавказ» акт о выполнении технических условий.

4.7. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

4.8. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Северный Кавказ» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Северный Кавказ», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» на 1 л. в 1 экз.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Северный Кавказ»

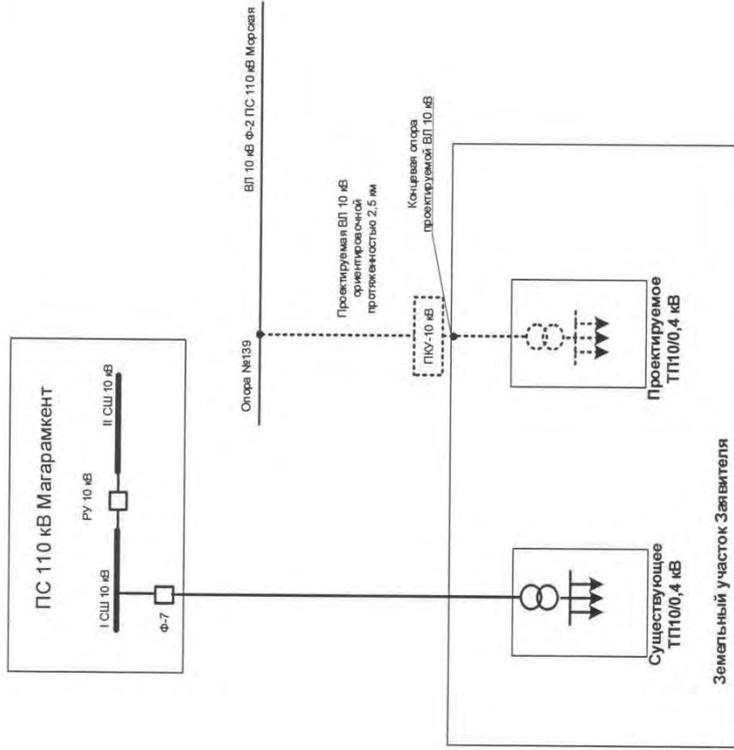


В.М. Абаимов

Исполнитель: Коваленко И.А.  
(8793) 40-18-62



ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕХНИЧЕСКИМ  
УСЛОВИЯМ № 127.5/2021/ДЭ/МАГАРЭС  
от 2021



Примечание:  
Схема электрических соединений показана условно, уточняется при проектировании.

----- Новые сооружаемые и реконструируемые объекты

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата
		Заместитель главного инженера по эксплуатации ПАО «Россети Северный Кавказ»		
		Главный специалист ОТТП	Коваленко И.А.	
Технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ФПКУ «Ространстрой»				
Положительная схема				
		Масштаб	Лист	Листов
		6м	1	1
ПАО «Россети Северный Кавказ»				

**СОГЛАСОВАНО:**  
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга  
Заместитель генерального директора

  
\_\_\_\_\_  
В.В. Афанасьев  
«21» 01 2018 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**  
Заместитель  
Председателя Правления  
ПАО «ФСК ЕЭС»

  
\_\_\_\_\_  
А.В. Мольский  
«14» февраля 2018 г.

### **ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»**

Настоящие технические условия разработаны на основании заявки от 18.12.2017 № 1113 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергетических установок Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «ФСК ЕЭС» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 5 (пяти) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное технологическое присоединение (в четыре этапа) реконструируемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 1000 МВт с увеличением установленной (максимальной) мощности на 100 МВт до 1100 МВт:

на 1 этапе на 25 МВт до 1025 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 1Г на 25 МВт до 275 МВт);

на 2 этапе на 25 МВт до 1050 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 3Г на 25 МВт до 275 МВт);

на 3 этапе на 25 МВт до 1075 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 2Г на 25 МВт до 275 МВт);

на 4 этапе на 25 МВт до 1100 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 4Г на 25 МВт до 275 МВт)

и объектов электросетевого хозяйства Заявителя к существующим электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», включенным Приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 23.11.2005 № 325 в реестр объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть:

- ВЛ-330 кВ №10 «Чиркей ГЭС - Чирюрт-330» (наименование, используемое в правоустанавливающих документах - ЛЭП 330 кВ №10 «Чиркей ГЭС-Чирюрт-330», протяженностью 23,3 км, диспетчерское наименование - ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1),

- ВЛ-330 кВ №11 «Чиркей ГЭС - Чирюрт-330» (наименование, используемое в правоустанавливающих документах - ЛЭП 330 кВ №11 «Чиркей ГЭС-Чирюрт-330», протяженностью 23,3 км, диспетчерское наименование - ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2),

с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности по точкам присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности



может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

на 1 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 512,5 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 512,5 МВт;

на 2 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 525 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 525 МВт;

на 3 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 537,5 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 537,5 МВт;

на 4 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 550 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 550 МВт.

#### 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

На 1 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1025 МВт:

1.1. Реконструкцию гидроагрегата № 1 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

1.2. Реконструкцию ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с приведением ее к схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой секционного выключателя 330 кВ;

1.3. Раздельное подключение блоков № 1 и № 2 Ирганайской ГЭС к секциям шин 330 кВ посредством переподключения блока № 1 (Г1-Т1) к первой секции шин 330 кВ Ирганайской ГЭС;

1.4. Реконструкцию ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 на ПС 330 кВ Чирюрт с заменой провода 2хАС-300 на провод большего сечения.

На 2 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1050 МВт:

1.5. Реконструкцию гидроагрегата № 3 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

На 3 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1075 МВт:

1.6. Реконструкцию гидроагрегата № 2 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.



На 4 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1100 МВт:

1.7. Реконструкцию гидроагрегата № 4 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА).

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

2.1.1. На 1 этапе установить на Чиркейской ГЭС автоматику ограничения перегрузки оборудования (АОПО) ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 с действием на разгрузку (отключение) генераторов Чиркейской ГЭС;

2.1.2. На 1 этапе установить на каждом генераторе Чиркейской ГЭС устройство фиксации отключения генератора (ФО) для передачи сигналов в ЛАДВ ПС 330 кВ Чирюрт.

2.1.3. На 1 этапе установить на Чиркейской ГЭС и ПС 330 кВ Чирюрт устройства фиксации отключения линии электропередачи (ФОЛ) ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2.

2.2. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанных в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ по двум независимым каналам связи.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- выполнить учет электроэнергии в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94) и требованиями Приложений к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- точки учета согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга.

2.4. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

## 3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Обеспечить следующие характеристики генераторов:

3.1.1. Заявляемая скорость сброса/набора нагрузки не менее 480 МВт/мин.

3.1.2. Заявляемый нижний предел регулировочного диапазона 12% (от установленной мощности генерирующего оборудования, указанной в преамбуле настоящих технических условий).

3.1.3. На генераторах должны устанавливаться быстродействующие системы возбуждения с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) сильного действия, функциональная структура АРВ которых для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме должна иметь каналы стабилизации или системные стабилизаторы (PSS).

Системы возбуждения и АРВ синхронных генераторов должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов



и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».)».

3.1.4. Дополнительно АРВ сильного действия должен обеспечивать следующие функции:

демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключаящее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

релейную форсировку возбуждения, обеспечивающую увеличение напряжения возбуждения и тока возбуждения электрической машины с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений, и имеющую настраиваемые параметры: напряжение ввода и снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения;

блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0.05 Гц/с и более;

устойчивую работу генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0.2 с.

Выполнение указанных требований должно быть подтверждено результатами испытаний. Программа испытаний должна быть согласована с АО «СО ЕЭС».

3.2. Предусмотреть участие генераторов Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА. Объем управляющих воздействий определить в проектной документации и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

3.3. Оснастить объекты по производству электрической энергии устройствами РЗА, исключаящими несинхронное включение объекта по производству электрической энергии в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на объект по производству электрической энергии от электрических сетей.

3.4. Предусмотреть участие генераторов Заявителя в общем первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

3.5. Предусмотреть участие объекта по производству электрической энергии в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в случае планирования Заявителем участия в оказании услуг по обеспечению системной надежности.

3.6. Оснастить объект по производству электрической энергии устройствами систем мониторинга переходных режимов в электроэнергетической системе с организацией передачи информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ по двум независимым каналам передачи данных.

#### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.3, 1.5-1.7, 2.1.1, 2.1.2, 2.1.3 (в части Чиркейской ГЭС), с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

4.2. ПАО «ФСК ЕЭС» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.4, 2.1.3 (в части ПС 330 кВ Чирюрт), с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «ФСК ЕЭС» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц, затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет



ПАО «ФСК ЕЭС».

4.3. В случае, если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. При проектировании согласно пунктам 4.1-4.2 настоящих технических условий учесть технические решения, принятые в проекте:

- «Уточнение схемы выдачи мощности Чиркейской ГЭС для вариантов схем с увеличением мощности ГА ст. №№ 1, 2, 3, 4».

4.5. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования), с участием представителей Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга Юга (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

4.6. Получить от Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

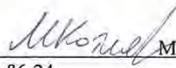
4.7. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ПАО «ФСК ЕЭС», указанных в разделе 1 настоящих технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

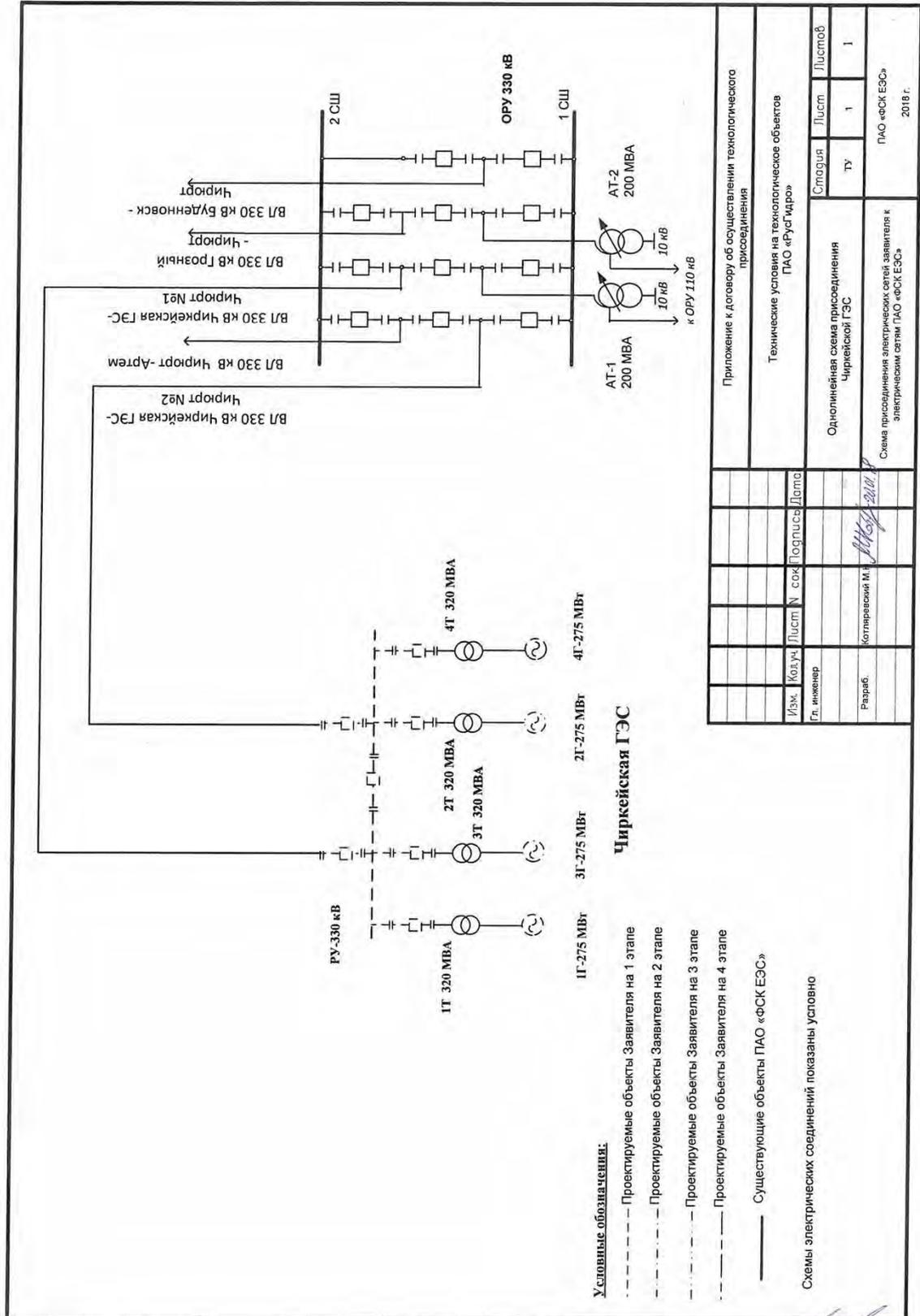
Приложение. Пояснительная схема присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» на 1 л. в 1 экз.

Начальник Департамента  
технологического развития ПАО «ФСК ЕЭС» \_\_\_\_\_ О.Ю. Клинков

Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Г.Н. Ковтун

Директор по развитию сети филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Ю.Н. Ашихмин

Исполнитель  М.Н. Котляревский  
тел. (8793) 23-86-24



Приложение к договору об осуществлении технологического присоединения			
Технические условия на технологическое объектов ПАО «РусГидро»			
Однolineйная схема присоединения Чиркейской ГЭС		Страница	Листов
Схема присоединения электрических сетей заявителя к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»		ТУ	1 / 1
Изм.	Код уч. Лист N	сок	Дата
Гл. инженер			
Разраб.	Котляровский М.В.		
ПАО «ФСК ЕЭС» 2018 г.			

**СОГЛАСОВАНО:**  
 Филиал АО «СО ЭЭС» ОДУ Юга  
 Заместитель генерального директора

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Заместитель  
 Председателя Правления  
 ПАО «ФСК ЭЭС»

  
 В.В. Афанасьев

  
 А.В. Мольский

« 09 » \_\_\_\_\_ 2018 г.

« 16 » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ИЗМЕНЕНИЯ №1 в ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
 на технологическое присоединение  
 к электрическим сетям ПАО «ФСК ЭЭС»**

Настоящие изменения в технические условия разработаны на основании обращения Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» от 02.04.2018 № 276 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергетических установок Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал», именуемого в дальнейшем – Заявитель к электрическим сетям ПАО «ФСК ЭЭС».

Внести следующие изменения в текст технических условий на технологическое присоединение энергетических установок Заявителя, к электрическим сетям ПАО «ФСК ЭЭС», утвержденных 14.02.2018 (далее – технические условия):

1. Первый абзац пункта 2.1 технических условий изложить в следующей редакции: Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

2. Пункт 3.1.2 технических условий изложить в следующей редакции:

«3.1.2. Заявляемый нижний предел регулировочного диапазона 15% (от установленной мощности генерирующего оборудования после реконструкции всех ГА).».

3. В пункте 3.1.4. технических условий «ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 с.» заменить на «ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени на ввод не более 0,2 с.».

4. Пункт 3.5 технических условий исключить с последующей перенумерацией пункта технических условий.

Начальник Департамента  
 технологического развития ПАО «ФСК ЭЭС» \_\_\_\_\_ О.Ю. Клинков

Первый заместитель генерального  
 директора - главный инженер филиала  
 ПАО «ФСК ЭЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Г.Н. Ковтун

Директор по развитию сети филиала  
 ПАО «ФСК ЭЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Ю.Н. Ашихмин

Мустафин Р.В.  
 8(800)200-1881 доб.59-71



**СОГЛАСОВАНО:**

Заместитель генерального директора  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга




В.В. Афанасьев

03 2020 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Директор по взаимодействию с  
потребителями – начальник  
Департамента технологического  
развития ПАО «ФСК ЕЭС»




О.Ю. Клинок

10 апреля 2020 г.

**ИЗМЕНЕНИЯ №2 в ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
на технологическое присоединение  
к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»**

Настоящие изменения в технические условия разработаны на основании обращения Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» от 04.03.2020 № 211 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергетических установок Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» (Чиркейская ГЭС), именуемого в дальнейшем – Заявитель к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Внести следующие изменения в текст технических условий на технологическое присоединение энергетических установок Заявителя, к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденных 14.02.2018, с изменениями от 16.04.2018 (далее – технические условия):

1. Преамбулу технических условий, начиная с третьего абзаца, изложить в следующей редакции:

«Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное технологическое присоединение (в четыре этапа) реконструируемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 1000 МВт с увеличением установленной (максимальной) мощности на 100 МВт до 1100 МВт:

на 1 этапе на 25 МВт до 1025 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 3Г на 25 МВт до 275 МВт);

на 2 этапе на 25 МВт до 1050 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 2Г на 25 МВт до 275 МВт);

на 3 этапе на 25 МВт до 1075 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 1Г на 25 МВт до 275 МВт);

на 4 этапе на 25 МВт до 1100 МВт (увеличение установленной (максимальной) мощности 4Г на 25 МВт до 275 МВт)

и объектов электросетевого хозяйства Заявителя к существующим электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», включенным Приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 23.11.2005 № 325 в реестр объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть:

- ВЛ-330 кВ №10 «Чиркей ГЭС - Чирюрт-330» (наименование, используемое в правоустанавливающих документах - ЛЭП 330 кВ №10 «Чиркей ГЭС-Чирюрт-330», протяженностью 23,3 км, диспетчерское наименование - ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 2).

- ВЛ-330 кВ №11 «Чиркей ГЭС - Чирюрт-330» (наименование, используемое в



правоустанавливающих документах - ЛЭП 330 кВ №11 «Чиркей ГЭС-Чирюрт-330», протяженностью 23,3 км. диспетчерское наименование - ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1),

с образованием после выполнения настоящих технических условий 2 (двух) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности по точкам присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

на I этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 512,5 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 512,5 МВт;

на 2 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 525 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 525 МВт;

на 3 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 537,5 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 537,5 МВт;

на 4 этапе:

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 в ОРУ 330 кВ - Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 550 МВт;

- линейный портал ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 в ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с увеличением максимальной мощности на 12,5 МВт до величины 550 МВт.»

2. Раздел I технических условий изложить в следующей редакции:

«На I этапе с установленной (максимальной) мощностью 1025 МВт:

1.1. Реконструкцию гидроагрегата № 3 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

1.2. Реконструкцию ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с приведением ее к схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой секционного выключателя 330 кВ;

1.3. Раздельное подключение блоков № 1 и № 2 Ирганайской ГЭС к секциям шин 330 кВ посредством переоперации блока № 1 (Г1-Г1) к первой секции шин 330 кВ Ирганайской ГЭС;

1.4. Реконструкцию оправок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 на ПС 330 кВ Чирюрт с заменой провода



2хАС-300 на провод большего сечения.

На 2 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1050 МВт:

1.5. Реконструкцию гидроагрегата № 2 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

На 3 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1075 МВт:

1.6. Реконструкцию гидроагрегата № 1 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

На 4 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1100 МВт:

1.7. Реконструкцию гидроагрегата № 4 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.»

3. Пункт 2.1 технических условий изложить в следующей редакции:

«2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать правильную работу при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.»

4. Пункт 2.2 технических условий изложить в следующей редакции:

«2.2. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.»

5. Пункт 2.4 технических условий изложить в следующей редакции:

«2.4. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.»

6. В пункте 3.1.3 технических условий заменить «ГОСТ 21558-2000» на «ГОСТ 21558-2018».

Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_

Г.Н. Ковтун

Директор по развитию сети филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_

Ю.Н. Ашихмин

Мустафин Р.В.  
8(800)200-1881 доб.59-71

Согласовано:

Заместитель генерального директора  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга



Ю.А. Епишев  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Утверждаю:

Директор по взаимодействию с  
потребителями - начальник  
Департамента технологического  
развития ПАО «ФСК ЕЭС»

О.Ю. Клинков  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

### ИЗМЕНЕНИЯ №3 в ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»

Настоящие изменения в технические условия разработаны на основании обращения Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» от 21.07.2021 № Исх-642.ДФ/81-ММ/03ДФ и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергетических установок Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» (Чиркейская ГЭС), именуемого в дальнейшем – Заявитель к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Внести следующие изменения в текст технических условий на технологическое присоединение энергетических установок Заявителя, к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденных 14.02.2018, с изменениями от 16.04.2018 и от 10.04.2020 (далее – технические условия):

1. Раздел 1 технических условий изложить в следующей редакции:

«На 1 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1025 МВт:

1.1. Реконструкцию гидроагрегата № 3 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

1.2. Реконструкцию ОРУ 330 кВ Чиркейской ГЭС с приведением ее к схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой секционного выключателя 330 кВ;

1.3. Реконструкцию ошинок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 на ПС 330 кВ Чирюрт с заменой провода 2хАС-300 на провод большего сечения.

На 2 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1050 МВт:

1.4. Реконструкцию гидроагрегата № 2 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

На 3 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1075 МВт:

1.5. Реконструкцию гидроагрегата № 1 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.

На 4 этапе с установленной (максимальной) мощностью 1100 МВт:

1.6. Реконструкцию гидроагрегата № 4 с заменой на новый и увеличением установленной (максимальной) мощности генерирующего оборудования с 250 МВт до 275 МВт.»



2. Пункты 4.1, 4.2 технических условий изложить в следующей редакции:

«4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.2, 1.4-1.6, 2.1.1, 2.1.2, 2.1.3 (в части Чиркейской ГЭС), с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

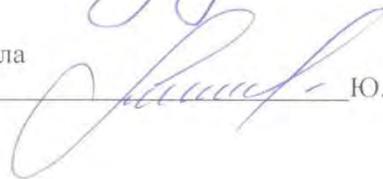
4.2. ПАО «ФСК ЕЭС» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3, 2.1.3 (в части ПС 330 кВ Чирюрт), с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «ФСК ЕЭС» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц, затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «ФСК ЕЭС».»

Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_

  
Г.Н. Ковтун

Директор по развитию сети филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_

  
Ю.Н. Ашихмин

**СОГЛАСОВАНО:**

Первый заместитель директора -  
главный диспетчер Филиала  
АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ



К.Г. Тисленко

2018 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Б.Х. Мисиров  
(по доверенности от 01.01.2018 №26)  
2018 г.



**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 787р  
на технологическое присоединение к электрическим сетям  
АО «Чеченэнерго»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 18.04.2018 №6001 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ энергопринимающих устройств Агропромышленного парка «Курчалоевский», расположенного в Курчалоевском районе Чеченской Республики, Министерства экономического, территориального развития и торговли Чеченской Республики, именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям АО «Чеченэнерго».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения АО «Чеченэнерго» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 10 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

- концевая опора ВЛ 35 кВ от резервной линейной ячейки на I СШ 35 кВ ПС 110 кВ Курчалой (ЧЭ0001906) с максимальной мощностью 10 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точке присоединения в объеме 10 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

**1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ)  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ**

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

**1.1.** Сооружение ПС 110 кВ Курчалой с двумя трансформаторами по 25 МВА с устройством АРН.

**1.2.** Сооружение ВЛ 110 кВ от проектируемой линейной ячейки на ПС 110 кВ Ойсунгур до ПС 110 кВ Курчалой протяженностью ориентировочно 15 км.

**1.3.** Строительство новой линейной ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Ойсунгур для присоединения ВЛ 110 кВ Ойсунгур – Курчалой.

**1.4.** Сооружение ВЛ 110 кВ от резервной линейной ячейки на Аргунской ТЭЦ до ПС 110 кВ Курчалой протяженностью ориентировочно 25 км.

**1.5.** Реконструкцию резервной линейной ячейки на Аргунской ТЭЦ для присоединения ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой.

**1.6.** Сооружение на земельном участке Заявителя новой ПС 35 кВ по схеме «№35-3Н Блок (линия-трансформатор) с выключателем» с установкой трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА с устройством АРН и сооружением РУ 10 кВ.

**1.7.** Сооружение ВЛ 35 кВ от резервной линейной ячейки на ГСШ 35 кВ ПС 110 кВ Курчалой (ЧЭ0001906) до ПС 35 кВ Заявителя протяженностью ориентировочно 4,5 км проводом сечением не менее АС-70.

**1.8.** Реконструкцию ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) с заменой провода АС-120 на провод сечением не менее АС-150.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

**2.1.** Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах 1.1, 1.3, 1.5, 1.6 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «Чеченэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (в части пунктов 1.1, 1.3, 1.5 настоящих технических условий).

**2.2.** Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пунктах 1.1, 1.3, 1.5, 1.6 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (в части пунктов 1.1, 1.3, 1.5 настоящих технических условий) и АО «Чеченэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «Чеченэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (в части пунктов 1.1, 1.3, 1.5 настоящих технических условий), при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

**2.3.** Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах 1.1, 1.6 настоящих технических условий, телефонной связью с оперативным персоналом АО «Чеченэнерго» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с АО «Чеченэнерго».

**2.4.** Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- предусмотреть организацию расчетного учета в линейной ячейке 35 кВ ПС 35 кВ Заявителя с применением приборов учета электроэнергии класса точности 0,5S и выше, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и обеспечивающих хранение данных о почасовых объемах потребления



электрической энергии за последние 90 дней и более, или включенных в систему учета;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ АО «Чеченэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

**2.5.** Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

**3.1.** Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, АОСН, САОН, АОПО).

**3.2.** В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$  в точке присоединения к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети.

**3.3.** При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

**4.1.** Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.6, 2.4, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с АО «Чеченэнерго».

**4.2.** АО «Чеченэнерго» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.5, 1.7, 1.8 (мероприятие, указанное в пункте 1.5, выполняется АО «Чеченэнерго» путем



урегулирования отношений с третьими лицами), с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. АО «Чеченэнерго» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ в части пунктов 1.1-1.5, 1.8 настоящих технических условий.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет АО «Чеченэнерго».

Мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.4, выполняются в рамках реализации утвержденной Инвестиционной программы АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 годы.

**4.3.** В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «Чеченэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

**4.4.** Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования) электроустановок, с участием представителей АО «Чеченэнерго» и Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

**4.5.** Получить от АО «Чеченэнерго» акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

**4.6.** Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства АО «Чеченэнерго», указанных в разделе 1 настоящих технических условий.

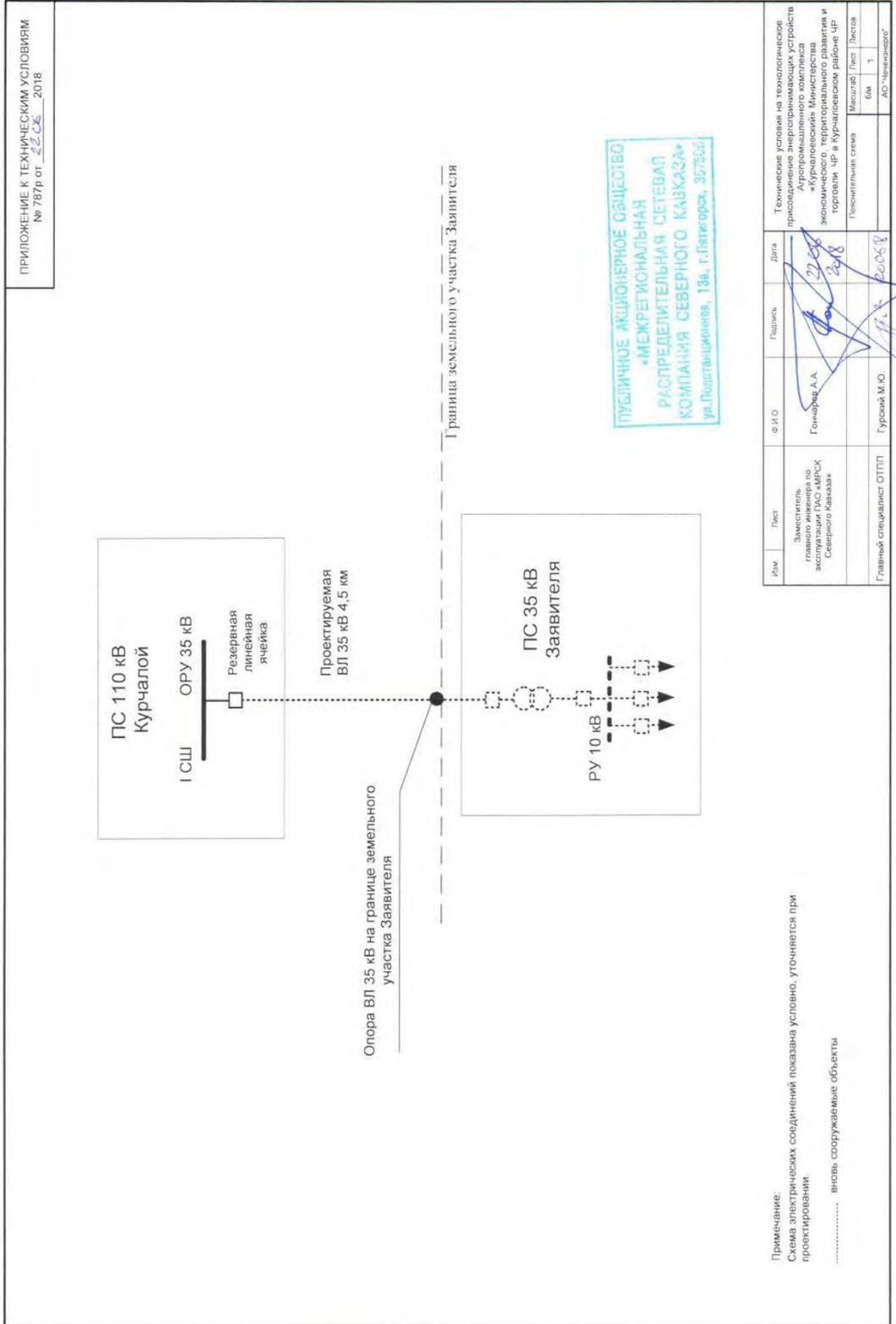
**4.7.** Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и АО «Чеченэнерго» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства АО «Чеченэнерго», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям АО «Чеченэнерго», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям АО «Чеченэнерго».

Приложение. Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям АО «Чеченэнерго» на 1 л. в 1 экз.

Исполнитель: Гурский М.Ю.  
+7 (8793) 23-91-97





**ПРИЛОЖЕНИЕ 2**
**Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью до 670 кВт к электрической сети Республики Дагестан**

№ п/п	Заявитель	Объект	Место нахождения объекта	Номер ТУ	Год ввода	Отметка о заключении договора ТП (да/нет)	Ориентация заявленной мощности по ПС 110 кВ и выше		ТСО
							Диспетчерское наименование ПС 110 кВ и выше	Мощность, ориентированная на ЦП, кВт	
1	Администрация городского округа с внутригородским делением г. Махачкалы УИЗО	МКЖД	367018, Дагестан Респ, Махачкала г, Джигитская (Ипподром мкр) ул, дом № 13, корпус Б	11395/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Восточная	650,0	Дагэнерго
2	ГКУ РД "ДИРЕКЦИЯ ЕДИНОГО ГОСЗАКАЗЧИКА-ЗАСТРОЙЩИКА"	очистные сооружения	368222, Дагестан Респ, Избербаш г, Буйнакского ул, дом № 150, корпус А/1	6454/2021/ДЭ/ИЗБГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Изберг-Северная	650,0	Дагэнерго
3	Магомедов Мирзагаджи Магомедкамилович	жилые дома	368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Агачаул с	14391/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Насосная-1	650,0	Дагэнерго
4	Магомедов Хасбула Магомедкадиевич	жилые дома	368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Агачаул с	14395/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Насосная-1	650,0	Дагэнерго
5	Зайирбекова Иманат Исаевна	КФХ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ГУ "Махачкалинское лесничество", Махачкалинское участковое лесничество, квартал 17, выдел 17	13811/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Юго-Восточная	650,0	Дагэнерго
6	ООО "УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ "ФАВОРИТ"	МКД	368300, Дагестан Респ, Каспийск г, Кизилортвовская ул, дом № 22,20,22 А,20А	5959/2020/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЗТМ	600,0	Дагэнерго
7	Алиев Махач Нажмудинович	восьмиэтажный жилой дом	368830, Дагестан Респ, Кизляр г, Победы ул, дом № 97, корпус и	12278/2021/ДЭ/КИЗЛГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-2	600,0	Дагэнерго
8	Алибеков Арсен Алибекович	Торгово - делового центра	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, А. Султана	11976/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Новая	600,0	Дагэнерго
9	ООО "ДЕРБЕНТ АГРО"	насосная станция и гостевой дом	368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Джалган с	1395/2020/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 330 кВ Дербент	600,0	Дагэнерго
10	ЖСК «Капиталстрой-2»	многоквартирный жилой дом	РД, г. Каспийск, Центральный, д. 10, кадастровый номер 05:48:000021:3	0181/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗТМ	600,0	Дагэнерджи
11	ГКУ РД "ДИРЕКЦИЯ ЕДИНОГО ГОСЗАКАЗЧИКА-ЗАСТРОЙЩИКА"	Общеобразовательная организация на 800 у	368830, Дагестан Респ, Кизляр г, Кочубея ул, дом № 26	9489/2021/ДЭ/КИЗЛГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-1	569,0	Дагэнерго
12	ООО "ЕТ-Эстейт"	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Ермошкина ул, дом № 111,113,115 а	35664/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Новая	550,0	Дагэнерго
13	ЖСК «Баракат Строй»	многоквартирный жилой дом	РД, г. Кизилорт, мкр.3, строение №7	0152/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	504,0	Дагэнерджи
14	ЖСК «Зона комфорта»	многоквартирный жилой дом	РД,г. Кизилорт, МКР №3, строительная позиция №18а, кадастровый номер 05:45:000017:6691	0242/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	504,0	Дагэнерджи
15	Магомедов Салус Апандиевич	ЛПХ	368100, Дагестан Респ, Кизилортвовский р-н, Нижний Чирюрт с, Кольцевая ул, дом № 25	9047/2021/ДЭ/КИЗИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	500,0	Дагэнерго
16	Фазиллов Рамидин Магомедзагирович	ЛПХ	368761, Дагестан Респ, Сулейман-Стальский р-н, Касумкент с, 3,Джафарова ул	36495/2021/ДЭ/КАСУРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Касумкент	500,0	Дагэнерго
17	Гусенов Гасан Юсупович	Не жилое здание	368830, Дагестан Респ, Кизляр г, Победы ул, дом № 64	12973/2021/ДЭ/КИЗЛГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-2	500,0	Дагэнерго
18	Магомедсултанов Гасан Алиевич	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, кв-л Г-1, ул. Заморская, дом № 25	7592/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	500,0	Дагэнерго
19	Курбанов Арсенхан Сулейманович	коммерческое помещение	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, просп. Насрутдинова, дом № 16	11636/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приозерная	500,0	Дагэнерго
20	Мамаева Фатимат Багаудиновна	складских помещений	нд	13052/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приозерная	500,0	Дагэнерго
21	АМР "ХУНЗАХСКИЙ РАЙОН"	школа	368260, Дагестан Респ, Хунзахский р-н, Арани с, здания литер "А" Школа	36331/2021/ДЭ/ХУНЗРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Хунзах	500,0	Дагэнерго
22	Ахматиллова Айшат Магомедовна	торговое помещение	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Юсупова, дом № 51	14153/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЦПП	500,0	Дагэнерго
23	ООО "Мостострой"	производственная база	368085, Дагестан Респ, Кумторкалинский р-н, Тюбе пгт, ЗУ2	10099/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	500,0	Дагэнерго
24	Сурхаева Вазипат Булатхановна	МКД	368000, Дагестан Респ, Хасавюрт г, Увайса Мусаева, дом № 42	835/2020/ДЭ/ХАСАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Ярыксу	500,0	Дагэнерго
25	Алиев Асхаб Айнудинович	МКД	368009, Дагестан Респ, Хасавюрт г, Грозненская ул, дом № 98	7609/2021/ДЭ/ХАСАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Ярыксу	500,0	Дагэнерго
26	ЖСК «Строим вместе-1»	многоквартирный жилой дом	РД, г. Кизилорт, мкр.3, строение №8	0155/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	500,0	Дагэнерджи
27	Габиев Габетулах Теймурович	Жилой дом	368796, Дагестан Респ, Магарамкентский р-н, Тагиркент-Казмалар с, Шоссейная ул, дом № 90	9528/2021/ДЭ/МАГАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Магарамкент	458,3	Дагэнерго
28	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пос Ленинкент, ул Гаджи Акаева и Грозненская	37511/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	450,0	Дагэнерго
29	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, мкр Ипподром, ул Гамзатбекова	37497/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	450,0	Дагэнерго
30	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, мкр Ак-Гель, ул. 3-я Актельная	37509/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	450,0	Дагэнерго
31	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г	37496/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	450,0	Дагэнерго
32	ООО "Киргу"	торгового здания	367014, Дагестан Респ, Махачкала г, Ватан мкр, Карабудахкентское ш, дом № 1	13430/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	450,0	Дагэнерго
33	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, мкр Анжи, ул. Луговая	37500/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Юго-Восточная	450,0	Дагэнерго
34	ГКУ РД "Дирекция единого государственного заказчика-застройщика"	Общеобразовательная организация на 1150 уч. мест	368005, Дагестан Респ, Хасавюрт г, Ярыкувская ул, дом № 5	36029/2021/ДЭ/ХАСАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Ярыксу	450,0	Дагэнерго
35	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул Мурсалова 59	37507/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ГПП	450,0	Дагэнерго
36	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пос Кяхулай, ул. Шоссейная	37501/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ГПП	450,0	Дагэнерго
37	Магомедов Махач Цодорович	нежилое помещение	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, просп. А. Султана, 10-й км	13874/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Юго-Восточная	410,0	Дагэнерго
38	АДМИНИСТРАЦИЯ МО "СЕЛЬСОВЕТ ОСМАНИОРТОВСКИЙ"	Общеобразовательное учреждение	368039, Дагестан Респ, Хасавюртовский р-н, Османюрт с	13696/2021/ДЭ/ХАСАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Акташ	400,0	Дагэнерго
39	Риимиханов Заур Исамудинович	каменный карьер	368691, Дагестан Респ, Хивский р-н, Заза с	35844/2021/ДЭ/ТАБАРАЭС	2022	да	ПС 110 кВ Белиджи	400,0	Дагэнерго
40	Абдуллаева Мукминат Османовна	Теплица	368205, Дагестан Респ, Буйнакский р-н, Нижнее Казанище с	12482/2021/ДЭ/БУЙНРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	400,0	Дагэнерго
41	Ахматиллов Магомед Ахматиллович	ЛПХ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Новый Хушет пос.	7745/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Восточная	400,0	Дагэнерго
42	Казанбиев Ниматула Магомедрасулович	КФХ "Янтарное"	368000, Дагестан Респ, Кизилорт г, Юзбашская, дом № 1, корпус а	14458/2021/ДЭ/КИЗИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	400,0	Дагэнерго

№ п/п	Заявитель	Объект	Место нахождения объекта	Номер ТУ	Год ввода	Отметка о заключении договора ТП (да/нет)	Ориентация заявленной мощности по ПС 110 кВ и выше		ТСО
							Диспетчерское наименование ПС 110 кВ и выше	Мощность, ориентированная на ЦП, кВт	
43	ООО "КОНСТРУКЦИЯ"	производственная база	368100, Дагестан Респ, Кизилортский р-н, Нечаевка с	6099/2021/ДЭ/КИЗИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	400,0	Дагэнерго
44	Ханапиев Магомед Максудович	ЛПХ	368083, Дагестан Респ, Кумторкалинский р-н, Аждада с, мкр ЛМС	14146/2021/ДЭ/КИЗИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	400,0	Дагэнерго
45	Яхьяев Шамиль Амиуллаевич	МКД, поликлиника	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Интернационалистов, уч. 1 "б", уч. "В", в районе ГУ Детская РКБ	13869/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Махачкала-110	400,0	Дагэнерго
46	ЖСК "Символ"	стройка МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Венгерских Бойцов, д. №1, д. №1 "ж"	8058/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Новая	400,0	Дагэнерго
47	ООО "Дербент Агрост"	теплица	368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Митаги-Казмалар с	35373/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Огни	400,0	Дагэнерго
48	Казиева Умуразият Пурганидиновна	ЛПХ	368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Карабудахкент с МКР Таха	13543/2021/ДЭ/КАРАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Рассвет	400,0	Дагэнерго
49	Администрация МР "Сергокалинский район"	образовательная организация	368510, Дагестан Респ, Сергокалинский р-н, Сергокала с	13226/2021/ДЭ/СЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Сергокала	400,0	Дагэнерго
50	ГКУ РД "Дирекция единого государственного заказчика-застройщика"	Водоснабжение пос. Шамхал-Термен	367913, Дагестан Респ, Махачкала г, Шамхал-Термен с	36135/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	400,0	Дагэнерго
51	Администрация МР "Дербентского района" РД	Общеобразовательное учреждение	368624, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Геджух с	36988/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Геджух	374,0	Дагэнерго
52	Мусаев Газимагомед Джарбаевич	СТО	368000, Дагестан Респ, по трассе Ростов-Баку (за Дербентским постом)	13697/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Насосная-1	370,0	Дагэнерго
53	Жаватханов Хабибав Ошиевич	производственная база	367901, Дагестан Респ, Махачкала г, Ленинкент пгт	14226/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакс-1	350,0	Дагэнерго
54	МКУ "УПРАВЛЕНИЕ ЖКХ г. МАХАЧКАЛЫ"	НАСЕЛЕНИЕ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Ленинкент пгт, мкр-2, 16-Линия	37488/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакс-1	350,0	Дагэнерго
55	МКОУ "Алмалинская СОШ имени Исламова Изамудина Исламовича"	СОШ на 400 уч.мест	368080, Дагестан Респ, Кумторкалинский р-н, Алмало с	14343/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	350,0	Дагэнерго
56	ФГКУ "ДСРиР"	центр культурного развития	РД, г. Кизляр, ул. Р. Гамзатова, 4	0017/05/2020	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-1	350,0	Дагэнерго
57	ФГКУ "2 ЦЗЗ войск национальной гвардии"	Комплексе зданий и сооружений военного городка войсковой части 7629	367000, Дагестан Респ, Махачкала г, Промысловый 2-й (Асестро кв-л) туп, дом № 8	14100/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Насосная-1	330,0	Дагэнерго
58	Администрация СП "Сельсовет Южный"	КТП для электроснабжения населения	368827, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, Южное с, Южная ул, дом № 36, корпус А	11738/2021/ДЭ/КИЗЛРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-1	320,0	Дагэнерго
59	Администрация МР "Кайтагский район" РД	образовательная организация	368596, Дагестан Респ, Кайтагский р-н, Джавгат с, Административная ул, дом № 2	34612/2021/ДЭ/КАЙТЭС	2022	да	ПС 110 кВ Родниковая	320,0	Дагэнерго
60	ООО Завод безалкогольных напитков «Сулак»	завод безалкогольных напитков	РД, г. Кизилорт, ул. Промышленная, д. 3 кадастровый номер 05:45:000052:0006	0235/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	320,0	Дагэнерго
61	Абдулганиев Каримула Магомедович	коммерческий объект	РД, г. Кизилорт, ул. Буйнакского, д. 64/1	0244/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	320,0	Дагэнерго
62	Администрация городского округа «город Дагестанские Огни»	поликлиника	РД, г. Даг. Огни, ул. Революции, д. 52, ЗУ 1	0267/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Огни	320,0	Дагэнерго
63	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	канализационные сооружения	РД, г. Кизилорт, с. С. Бавтугай, ул. И. Казака, 3 «Г»	0099/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	315,0	Дагэнерго
64	МКУ "Управление архитектуры и градостроительства" администрации города Махачкалы	Общеобразовательная школа	367915, Дагестан Респ, Махачкала г, Новый Кяхулай п	12923/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Восточная	300,0	Дагэнерго
65	МБУ "УЖКХ" ГО "город Дербент"	приют для бездомных животных на 180 мест	368000, Дагестан Респ, Дербент г	14165/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Дербент-Западная	300,0	Дагэнерго
66	АДМИНИСТРАЦИЯ МО "СЕЛЬСОВЕТ "КАЯКЕНТСКИЙ"	КТП для населения	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, 368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, местность ниже ФАД «Кавказ», ул. Центральная, 3	5204/2020/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	300,0	Дагэнерго
67	АДМИНИСТРАЦИЯ МО "СЕЛЬСОВЕТ "КАЯКЕНТСКИЙ"	КТП для населения	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, 368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, местность ниже ФАД «Кавказ», ул. Центральная, 4	5206/2020/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	300,0	Дагэнерго
68	СПОК "ТЕРКЕМЕ"	КФХ	368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Джемикентское СП	871/2020/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	300,0	Дагэнерго
69	АДМИНИСТРАЦИЯ МО "СЕЛЬСОВЕТ "КАЯКЕНТСКИЙ"	КТП для населения	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, 368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, местность ниже ФАД «Кавказ», ул. Центральная, 1	5203/2020/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	300,0	Дагэнерго
70	АДМИНИСТРАЦИЯ МО "СЕЛЬСОВЕТ "КАЯКЕНТСКИЙ"	КТП для населения	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, местность ниже ФАД «Кавказ», ул. Центральная, 1	5201/2020/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	300,0	Дагэнерго
71	Кандарова Патимат Абдулмуслимовна	население	368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, с/о "Агачаульский", уч №442-а	13606/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Насосная-1	300,0	Дагэнерго
72	АСП "Сельсовет Хунзахский"	КТП для электроснабжения населения	368260, Дагестан Респ, Хунзахский р-н, Хунзах с	11402/2021/ДЭ/ХУНЗРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Хунзах	300,0	Дагэнерго
73	Верховный суд РД	здание верховного суда	367000, Дагестан Респ, Махачкала г, Даниялова ул, дом № 22	35647/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЦПП	300,0	Дагэнерго
74	МКУ "Управление архитектуры и градостроительства" администрации г. Махачкалы	образовательной организации	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Шамхал пгт	12993/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	300,0	Дагэнерго
75	ЖСК "АС ДОМСТРОЙ"	индивидуальное строительство	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пгт Тарки, Сельхозная, дом № 35	803/2020/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Юго-Восточная	300,0	Дагэнерго
76	Министерство внутренних дел по Республике Дагестан	комплекс зданий и сооружений ОМВД России по Сулейман-Стальскому району	368760, Дагестан Респ, Сулейман-Стальский р-н, Ашага-Стал с	7708/2021/ДЭ/КАСУРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Касумкент	288,7	Дагэнерго
77	ГКУ РД "ДИРЕКЦИЯ ЕДИНОГО ГОСЗАКАЗЧИКА-ЗАСТРОЙЩИКА"	Общеобразовательная школа организация на 392 уч. мест	368036, Дагестан Респ, Хасавюртовский р-н, Цияб Ичичали с	36557/2021/ДЭ/ХАСАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Акташ	280,0	Дагэнерго

№ п/п	Заявитель	Объект	Место нахождения объекта	Номер ТУ	Год ввода	Отметка о заключении договора ТП (да/нет)	Ориентация заявленной мощности по ПС 110 кВ и выше		ТСО
							Диспетчерское наименование ПС 110 кВ и выше	Мощность, ориентированная на ЦП, кВт	
78	ГКУ РД "Дирекция единого государственного заказчика-застройщика"	общеобразовательной организации на 420 уч. мест	368502, Дагестан Респ, Избербаш г, Дмитриева Павла Павловича ул, дом № 20/1	36757/2021/ДЭ/ИЗБГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Изберг-Северная	280,0	Дагэнерго
79	МКОУ "Сергокалинская СОШ № 2" им Героя России Магомеда Нурбагандова"	спортзал СОШ № 2	368510, Дагестан Респ, Сергокалинский р-н, Сергокала с, на территории МКОУ "Сергокалинская СОШ № 2"	35587/2021/ДЭ/СЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Сергокала	280,0	Дагэнерго
80	Керимов Тамерлан Эмирасланович	КФХ	368797, Дагестан Респ, Магарамкентский р-н, Капир-Казмалар с	36401/2021/ДЭ/МАГАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Тагиркент	260,0	Дагэнерго
81	Алиев Нариман Алиевич	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Крылова, дом № 3, корпус д	13890/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Акташ	250,0	Дагэнерго
82	ГКУ РД "Дирекция единого государственного Заказчика-Застройщика"	общеобразовательная организация на 400 ученических мест	368048, Дагестан Респ, Хасавюртовский р-н, Новый Костек с, Нурова ул, дом № 75	35236/2021/ДЭ/ХАСАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Акташ	250,0	Дагэнерго
83	Багавудинов Магомед Мусалагаджиевич	насосная	368250, Дагестан Респ, Гергебильский р-н, Гергебиль с, в местности "Жудерак"	7642/2021/ДЭ/ГЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	250,0	Дагэнерго
84	ООО "Газпром трансгаз Махачкала"	Общезитие ЦПК	Дагестан, г. Махачкала, пос. Степной	4711/2020/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	250,0	Дагэнерго
85	Шарабуудинова Хадиджат Мусалагаджиевна	насосная	368250, Дагестан Респ, Гергебильский р-н, Гергебиль с, в местности "Хъаци"	7644/2021/ДЭ/ГЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гергебиль	250,0	Дагэнерго
86	ГБУ РД "РКБ"	здание больницы	367000, Дагестан Респ, Махачкала г, Ляхова ул, дом № 47	35672/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ГПП	250,0	Дагэнерго
87	Ханкишиев Аршад Ады оглы	цех по производству пластиковых ящиков	368670, Дагестан Респ, Дагестанские Огни г	10490/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Дербент-Западная	250,0	Дагэнерго
88	Касумова Мина Экберовна	ЛПХ	368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Сабнова с	6547/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Дербент-Западная	250,0	Дагэнерго
89	МБУ "УЖКХ" ГО "город Дербент"	Блочно-модульная котельная -БМК-11850/ЗГ	368000, Дагестан Респ, Дербент г, 345 Дагестанской Стрелковой Дивизии ул, дом № 1	35004/2021/ДЭ/ДЕРБГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Дербент-Западная	250,0	Дагэнерго
90	Алиханова Гульжанат Магомедовна	база отдыха	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, на побережье Каспийского моря, север ст. Инче	5908/2020/ДЭ/ИЗБГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Изберг-Южная	250,0	Дагэнерго
91	Администрация МО "Кайтагский район"	образовательная организация	368590, Дагестан Респ, Кайтагский р-н, Баршамай с, Центральная ул, дом № 100	34969/2021/ДЭ/КАЙТЭС	2022	да	ПС 110 кВ Кайтаг	250,0	Дагэнерго
92	Администрация Муниципального Района "Кизлярский район" Респу	Обще образовательная организация	368801, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, Бондареновское с, Школьная ул, дом № 2	8784/2021/ДЭ/КИЗЛРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-1	250,0	Дагэнерго
93	Рустамова Зоя Ярагиевна	нежилое помещение	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, трасса Ростов-Баку, в районе ДРСУ-11	9415/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Компас	250,0	Дагэнерго
94	Дабишев Осман Багандгаджиевич	ЛПХ	368320, Дагестан Респ, Левашинский р-н, Нижнее Чугли с	14134/2021/ДЭ/ЛЕВАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Левашин	250,0	Дагэнерго
95	Администрация МР "Сергокалинский район" РД	ДОУ	368510, Дагестан Респ, Сергокалинский р-н, Сергокала с	35610/2021/ДЭ/СЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Сергокала	250,0	Дагэнерго
96	Администрация МР "Сергокалинский район" РД	Дом культуры на 600 мест	368510, Дагестан Респ, Сергокалинский р-н, Сергокала с, Махачкалинская ул	36258/2021/ДЭ/СЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Сергокала	250,0	Дагэнерго
97	ГКУ РД "ДИРЕКЦИЯ ЕДИНОГО ГОСЗАКАЗЧИКА-ЗАСТРОЙЩИКА"	Проектирование и строительство объекта "Общеобразовательная организация - интернат на 220 уч. мест в с. Вихли"	368398, Дагестан Респ, Кулинский р-н, Вихли с	14141/2021/ДЭ/КУМУРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Цудахар	250,0	Дагэнерго
98	Пайзулаев Арсен Пайзулаевич	Жилые дома	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Ленинкент пгт, ул. б/н, с/зим. Ленина	14419/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	250,0	Дагэнерго
99	Адилов Анварбек Насирханович	ИЖС	367911, Дагестан Респ, Махачкала г, Новый Хушет с, ул. Саида Камалова, дом № 5	13800/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Юго-Восточная	250,0	Дагэнерго
100	: АДМИНИСТРАЦИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "СЕЛЬСОВЕТ ХАЗАРСКИЙ" ДЕРБЕНТСКОГО РАЙОНА РД	КТП для населения	368612, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Нижний Джалган с	37113/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Араблинка	240,0	Дагэнерго
101	Алиханова Хоштбаht Сагидовна	ЛПХ	368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Араблинское с	7393/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Араблинка	240,0	Дагэнерго
102	МКДОУ ЦРР-ДС №19 ГБ	детский сад №19	368220, Дагестан Респ, Буйнакск г, Шихова ул, дом № 122	10314/2021/ДЭ/БУЙНГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	240,0	Дагэнерго
103	Бийбалаев Арслан Бийбалаевич	среднеэтажная жилая застройка	368000, Дагестан Респ, Избербаш г, ул. Чкалова, дом № 3/2	35661/2021/ДЭ/ИЗБГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Изберг-Южная	230,0	Дагэнерго
104	Администрация МО "Агульский район"	Общеобразовательное учреждение	368380, Дагестан Респ, Агульский р-н, Тпиг с	36967/2021/ДЭ/КАСУРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Курах	230,0	Дагэнерго
105	Салихов Аликбер Шихаевич	Торгово-офисный центр	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, тер. по пр. Насрутдинова	9642/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	230,0	Дагэнерго
106	Абакарова Разият Дадамовна	производственная база	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пр. Насрутдинова (Комсомольский), дом № 34	37513/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приозерная	230,0	Дагэнерго
107	Ибрагимова Написат Магомедовна	торговый центр	368214, Дагестан Респ, Буйнакский р-н, Кафыр-Кумух с, участок "Гентал"	13266/2021/ДЭ/БУЙНРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	220,0	Дагэнерго
108	Рамазанова Замира Идрисовна	ЛПХ	368552, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Первомайское с, вдоль железнодорожного полотна в районе южной границы г. Избербаш	34943/2021/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Изберг-Северная	220,0	Дагэнерго
109	ООО "СК "Новый город"	МКД с коммерческими помещениями	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, МКД Г-1 Приморского жилого района	6700/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	220,0	Дагэнерго
110	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	Гимназия №7	РД, г. Кизилюрт, ул. Г. Цадасы, 40 А	0261/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	220,0	Дагэнержи
111	МКОУ "НОВО-АРГВАНИНСКАЯ СОШ"	СОШ	368921, Дагестан Респ, Гумбетовский р-н, Ново-Аргвани с, с/с Аргванинский	6371/2021/ДЭ/ГУМБРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Аргвани	200,0	Дагэнерго
112	ГКУ РД "ДИРЕКЦИЯ ЕДИНОГО ГОСЗАКАЗЧИКА-ЗАСТРОЙЩИКА"	Проектирование и строительство объекта "Общеобразовательная организация на 180 уч. мест в с.Нижний Алак , Ботлихский район РД"	368970, Дагестан Респ, Ботлихский р-н, Нижний Алак	14128/2021/ДЭ/БОТЛРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Ботлих	200,0	Дагэнерго

№ п/п	Заявитель	Объект	Место нахождения объекта	Номер ТУ	Год ввода	Отметка о заключении договора ТП (да/нет)	Ориентация заявленной мощности по ПС 110 кВ и выше		ТСО
							Диспетчерское наименование ПС 110 кВ и выше	Мощность, ориентированная на ЦП, кВт	
113	АМО "Буйнакский район"	ДОУ на 120 мест	368206, Дагестан Респ, Буйнакский р-н, Верхнее Казанище с, Ленина ул, дом № 139, корпус а	36652/2021/ДЭ/БУЙНЭЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	200,0	Дагэнерго
114	Мугаджиров Наврузбек Расулович	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Гоголя, проезд 1, д. №9	11668/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ГПП	200,0	Дагэнерго
115	СНТ "Строитель"	КТП для электроснабжения СНТ	368121, Дагестан Респ, Кизилюрт г, Им Шамиля пр-кт, дом № 39, корпус в	8489/2021/ДЭ/КИЗИГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	200,0	Дагэнерго
116	ТСН "Старт"	СНТ Магомедова М.Г.	368951, Дагестан Респ, Унцукульский р-н, Гимры с	10792/2021/ДЭ/УНЦУРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	200,0	Дагэнерго
117	ГБУ РД "СШОР им А.М. Мирзабекова"	Летний спортивно-туристический лагерь	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, прибрежная зона Каспийского моря	9556/2021/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	200,0	Дагэнерго
118	Ибрагимов Арслан Саидович	КФХ	368560, Дагестан Респ, Каякентский р-н, кутан "Камуш" в границах указанных в кадастровом паспорте	35019/2021/ДЭ/КАЯКРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Каякент	200,0	Дагэнерго
119	ООО "Премиум"	КФХ	368789, Дагестан Респ, Магарамкентский р-н, Яраг-Казмалар с, Абаса Исрафилова ул, дом № 10	7817/2021/ДЭ/МАГАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Магарамкент	200,0	Дагэнерго
120	АО "Корпорация развития Дагестана"	Парк "Золотые Пески"	368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Мичурино с	8684/2021/ДЭ/ДЕРБЭРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Мамедкала	200,0	Дагэнерго
121	АО "РСУ"	административное здание и ангар	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Северная промзона, район УЗК	5091/2020/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Махачкала-110	200,0	Дагэнерго
122	Магомедова Зульфия Зиявутдиновна	КФХ	368207, Дагестан Респ, Буйнакский р-н, Эрпели с	37053/2021/ДЭ/БУЙНЭЭС	2022	да	ПС 110 кВ Новый Чиркей	200,0	Дагэнерго
123	Администрация МР "Буйнакский район"	ДОУ на 250 мест	368219, Дагестан Респ, Буйнакский р-н, Чиркей с, пер. Молодежный	37303/2021/ДЭ/БУЙНЭЭС	2022	да	ПС 110 кВ Новый Чиркей	200,0	Дагэнерго
124	Айдаев Рамазан Сулейманович	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, МКР М-2 Приморского жилого района, уч. №211	5593/2020/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Приморская	200,0	Дагэнерго
125	Курбанов Даниял Абумуслимович	ЛПХ	368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Карабудахкент с, местность "Герейюз"	9479/2021/ДЭ/КАРАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Рассвет	200,0	Дагэнерго
126	Администрация МО "село Удлубийаул"	население	368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Удлубийаул с, местность "Ял-устю"	11117/2021/ДЭ/КАРАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Рассвет	200,0	Дагэнерго
127	Администрация МР "Сергокалинский район"	Дошкольное образовательное учреждение	368510, Дагестан Респ, Сергокалинский р-н, Сергокала с, Руслана Муидова земельный участок №05:16:000001:8878	13229/2021/ДЭ/СЕРГРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Сергокала	200,0	Дагэнерго
128	Кезимов Назир Пашаевич	ЛПХ	368797, Дагестан Респ, Магарамкентский р-н, Капир-Казмалар с, Кафланова ул	12539/2021/ДЭ/МАГАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Тагиркент	200,0	Дагэнерго
129	Кадиров Шамиль Зубайруевич	теплицы	368085, Дагестан Респ, Кумторкалинский р-н, Тюбе пгт, ЗУ 1	12736/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	200,0	Дагэнерго
130	АДМИНИСТРАЦИЯ МО "СЕЛЬСОВЕТ ШУЛАНИНСКИЙ" ГУНИБСКОГО РАЙОНА	электроснабжение населения	368356, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Шулани с, басраб тоторсух	5036/2020/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	200,0	Дагэнерго
131	Алиев Гаджимурат Алиевич	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, МКР "ДОСААФ", уч. №21	8066/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Махачкала-110	200,0	Дагэнерго
132	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	дошкольное, начальное и среднее общее образование	РД, г. Дагестанские Огни, ул. Некрасова, кадастровый номер 05:47:020027:274	0166/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Огни	200,0	Дагэнержи
133	ООО «Кизляртеплосервис»	котельная	РД, г. Кизляр, ул. Гамидова, д.22/3, кадастровый номер 05:43:000274:1672	0173/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-2	200,0	Дагэнержи
134	Администрация городского округа «город Кизляр»	дошкольное образовательное учреждение	РД, г. Кизляр, проезд степной, д.3, кадастровый номер 05:43:000274:1755	0174/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-2	200,0	Дагэнержи
135	Администрация городского округа «город Кизляр»	дошкольное образовательное учреждение	РД, г. Кизляр, ул. Петра 1, д.18, кадастровый номер 05:43:000274:1756	0175/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Кизляр-2	200,0	Дагэнержи
136	Алиев Баймурза Ирбайханович	производственный цех	РД, г. Кизилюрт, ул. Строителей, кадастровый номер: 05:45:000016:309	0248/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	200,0	Дагэнержи
137	АО «Анст»	многоквартирный жилой дом	РД, г. Кизилюрт, ул. Г. Цадаса, д. 69 «Г»	0257/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	200,0	Дагэнержи
138	Абдуселимова Гюлейбат	многоквартирный жилой дом	РД, г. Дагестанские Огни, ул. Луначарского, 4 а	0269/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Огни	200,0	Дагэнержи
139	Зубаиров Зубайр Аликадиевич	МКД	368220, Дагестан Респ, Буйнакск г, Ленина ул, дом № 33	11480/2021/ДЭ/БУЙНЭЭС	2022	да	ПС 110 кВ Буйнакск-1	185,0	Дагэнерго
140	ООО "ПОШ"	Цех по переработке сельхозпродукции	368780, Дагестан Респ, Магарамкентский р-н, Картас-Казмалар с	5820/2020/ДЭ/ДЕРБЭРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Белиджи	180,0	Дагэнерго
141	ГКУ РД "ДИРЕКЦИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ СПОРТА"	ФОК с универсальным игровым залом с. Эндирей	368040, Дагестан Респ, Хасавюртовский р-н, Эндирей с	14147/2021/ДЭ/ХАСАРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Дылым	170,0	Дагэнерго
142	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	Гимназия №1	РД, г. Кизилюрт, ул. им. Газимагомеда, 596	0260/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ ЗФС	170,0	Дагэнержи
143	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368342, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Нижний Кегер с	10785/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго
144	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368353, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Хоточ с	10817/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго
145	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368353, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Хиндах с	10788/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго
146	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368340, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Гуниб с	10768/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго
147	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368340, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Хутни с	10733/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго
148	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368344, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Ругуджа с	10783/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго
149	Абулгасанов Ризван Магомедович	МКД	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Маячная, дом № 18-б	9935/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ ЦПП	160,0	Дагэнерго
150	ООО "ПАЛАСА"	насосная станция	368760, Дагестан Респ, Сулейман-Стальский р-н, Куркент с	1428/2020/ДЭ/КАСУРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Касумкент	160,0	Дагэнерго
151	Сулейманов Магомед Сулейманович	нежилое помещение	368262, Дагестан Респ, Хунзахский р-н, Гоцатль Большой с	7088/2021/ДЭ/ХУНЗРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гоцатлинская	160,0	Дагэнерго
152	Администрация МО "Гунибский район"	насосная станция	368344, Дагестан Респ, Гунибский р-н, Хопор х	10728/2021/ДЭ/ГУНИРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Гуниб	160,0	Дагэнерго

№ п/п	Заявитель	Объект	Место нахождения объекта	Номер ТУ	Год ввода	Отметка о заключении договора ТП (да/нет)	Ориентация заявленной мощности по ПС 110 кВ и выше		ТСО
							Диспетчерское наименование ПС 110 кВ и выше	Мощность, ориентированная на ЦП, кВт	
153	ГКУ РД "Дирекция единого государственного заказчика-застройщика"	дошкольное образовательное учреждение на 250 ученических мест	368000, Дагестан Респ, Избербаш г	7798/2021/ДЭ/ИЗБГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Изберг-Южная	151,0	Дагэнерго
154	Рамазанов Магомед Рустамович	ЛПХ	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, СНТ "Геолог", дом № 91	11989/2021/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	151,0	Дагэнерго
155	ЖСК «Стройград»	многоквартирный жилой дом	РД, г. Махачкала, ул. И. Казака, 41а	0154/05/2021	2022	да	ПС 110 кВ Приозерная	150,0	Дагэнержи
156	Алиханов Израил Митарович	производственной базы	368000, Дагестан Респ, Махачкала г, Северная промзона, шоссе федеральное, 4 "б" № участок №Ф/2	11134/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	да	ПС 110 кВ Шамхал	145,0	Дагэнерго

**Акты технического состояния**

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации)	по ОКПО	Код
	ПУ Гергебильские электрические сети (структурное подразделение)		

**Акт**

Номер документа	Дата составления
	<b>25.06.2019г.</b>

**о выявленных дефектах объектов основных средств ВЛ 110 кВ «Гунибская ГЭС-Гуниб» Л -193**

ив. №4900211

Местонахождение объекта основных средств: Гунибский район

 1. Комиссия, утвержденная указание ПУ ГЭС №28 от 26.04.2017

(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110 кВ «Гунибская ГЭС-Гуниб»Л -193

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Наличие оборванных/перегоревших проводов (провод) в пролете опор№6-39	6,2 км	Заменить провод на большее сечение (уточнить проектом) .	2020-2023г.
3	Загрязнение (стойкое) изоляции на опорах №1-39	1710 шт.	Замена загрязненной изоляции на стеклянную	2020-2023г.
4	Разрушение , потеря несущей способности опоры№ 7-17, 29-37	20 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
	Сквозное корроз. поражение мет. элементов опоры №18-28	11 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
5	Наличие оборванных/перегоревших проводов (грозотрос) в пролетах оп №1-6;34-39	2км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.
6	Отсутствует грозотрос на пролетах опор№ 6-34	5,2км	Смонтировать грозотрос сечением 50мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо:

( указываются мероприятия или работы по устранению выявленных дефектов, а так же целесообразность проведения данных работ

 Председатель комиссии: Начальник ПУ ГЭС  Назимудинов Д.А.

 Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ГЭС  Мусаев Г.М.

 Нач. СВВЭЛ ПУ ГЭС  Ахмедов А.М.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Гергебильские электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

с.Курми.

«10» июля 2019г

Председатель - Главный инженер ПУ ГЭС Мусаев Г.М.  
Секретарь - Инженер 1-й категории ПТС Омарова Н.А.

Присутствовали - Начальник ПТС ПУ ГЭС Омаржанов М.А.  
- Начальник ОДС ПУ ГЭС Рамазанов А.Х.  
- Начальник СПС ПУ ГЭС Алиев Р.К.  
- Начальник СВВЭЛ ПУ ГЭС Ахмедов А.М.-З.

Повестка дня:

«О реконструкции от ВЛ110кВ  
Гунибская ГЭС –Гуниб (ВЛ-110-193)  
с переводом в габариты 110кВ».

1.Слушали: Ахмедов А.М.З. – в ПУ ГЭС АО ДСК эксплуатируется ВЛ110кВ Гунибская ГЭС –Гуниб (ВЛ-110-193), протяженностью 7,2км, на 39 металлических опорах в т.ч. 30 опор- в габаритах 35кВ (установлены в 1986 г). В связи с переводом ПС35 Гуниб на напряжение 110кВ, в 2006 году, после усиления изоляции /без замены провода/ линия 35 кВ переведена на напряжение 110кВ. Габариты опор 35кВ не соответствуют требованиям ПУЭ по РКУ (ветер до 36 м/сек, гололёд со стенкой до 20,0мм), по межфазным расстояниям на существующих опорах 35кВ. На данной линии 110кВ, проходящей в зоне грозовой активности /50- 60 часов/ ,из-за отсутствия тросостоек на опорах 35кВ не установлен грозотрос (кроме подходов к ПС в 9-х пролетах). Необходимо выполнить реконструкцию линии 110 кВ с переводом опор в габариты 110кВ т.е. заменой по всей линии опор 35кВ на опоры 110 кВ с тросостойками, заменой в 31 пролетах /7-39/ изношенного провода АС-70, установкой грозотроса по всей линии в т.ч.с заменой в 9-х пролетах на подходах к ПС110 Гуниб и ОРУ 110 Гунибской ГЭС.

2. Слушали: Мусаев Г.- М.М. –согласен с предложениями СВЭЛ.

**Решили:**

1. Для повышения надежности работы и приведения линии в соответствие с требованиями п.п. 2.5.38; 2.5.86 действующих ПУЭ считаем необходимым:  
- выполнить реконструкцию от ВЛ110кВ Гунибская ГЭС – Гуниб (ВЛ-110-193) с переводом в габариты 110кВ т.е. с заменой опор 35кВ на опоры 110кВ с тросостойками, с заменой по линии изношенного провода АС70 и установкой грозотроса по всей линии.
2. Включить работы по п.1 данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Мусаев Г.М.  
Омарова Н.А.

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

Организация	филиала ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Дагэнерго» (наименование организации) ПУ Северные электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

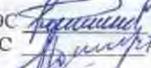
АКТ	Номер документа	Дата составления
		03.06.2019г.

о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость)  
 Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) иив №3203831  
 Местонахождение объекта основных средств: Казбековский район-Гумбетовский район

1. Комиссия, утвержденная указание ПУ СЭС №17 от 15.03.2019  
 (наименование, дата и номер документа)  
 в процессе осмотра ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167)  
 выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Сквозное корроз.поражение мет.элементов №73-82.,24-55	32 шт	Вынос из ущелья к автодороге (замена опор)	2020-2022г.
2	Разрушение , потеря несущей способности опор№58,64,153,154	4 шт	Замена на металлические опоры типа ПС-110	2020-2022г.
3	Наруш. габарита до проезжей части в пролете опор №138-139, 129-130	2 шт	Установить дополнительные металлические опоры для создания габарита	2020-2022г.
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролете опор№73-82.,24-46	6,8 км	Вынос из ущелья к автодороге (замена провода)	2020-2022г.
5	Загрязнение (стойкое) изоляции №73-82,24-55	1188шт.	Замена загрязненной изоляции	2020-2022г.

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ СЭС  Магомедов М.Г.  
 Члены комиссии: Гл. инженер ПУ СЭС  Байрамов Б.С.  
 Нач. ВЭС ПУ СЭС  Абдурахманов Ш.Д.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Северные электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

с.Хасавюрт.

«7» июня 2019г

Председатель	- Главный инженер ПУ СЭС Байрамов Б.С
Секретарь	- Инженер ПТС ПУ СЭС Султанова Ф.М.
Присутствовали	- Начальник ПТС ПУ СЭС Магомедов Ш.И. - Начальник ОДС ПУ СЭС Гаджиев С-М.Б. - Начальник СПС ПУ СЭС Абакардибилов Н. - Начальник СВВЭЛ ПУ СЭС Абдурахманов Ш.Д.

Повестка дня:

- 1.О выносе участков ВЛ-110-167.
- 2.Об организации телеконтроля за гололедом на ВЛ-110-167.

#### **1.По первому вопросу.**

Слушали: Абдурахманов Ш.Д. - в АО ДСК эксплуатируется с 1977 года вышеуказанная межсетевая линия протяженностью 59,7 км которая осуществляет транзит мощности для электроснабжения 3-х административных районов Республики Дагестан (Хунзахского, Ботлихского, Гумбетовского) и резервное электроснабжение 2-х административных районов (Тляртинского, Шамильского). При этом :

1.1 участок линии протяженностью 2,5 км между опорами №№ 73-82 который проходит в узком ущелье с подъемом на высокогорный перевал Хариб, в осенне-зимний период систематически подвержен снежно - лавинным заносам, камнепаду, достигающим токоведущих частей ВЛ. Из-за отсутствия подъездов недоступен в т.ч в осенне-зимний период года для технического обслуживания и проведения аварийно-восстановительных работ. Поэтому, для надежной работы линии необходимо вынести участок линии (оп. 73-82) из ущелья к автодороге Дылым-Глох со строительством нового участка 2,5 км.

1.2. участок трассы линии между оп. 24-55 протяженностью 5,2 км проходит в глубоком ,непроходимом ущелье через горный лес Казбековского лесничества /с ценными породами деревьев, достигающих высоты 25-30 метров/. Недоступен для технического обслуживания, расчистки трассы и проведения аварийно-восстановительных работ (т.е. не выполняется требование п.2.5.22 ПУЭ). Так же,

данный участок находится в зоне активных оползневых явлений ,из-за чего ранее выносились отдельные опоры. Необходимо участок линии вынести к автодороге Дылым- Тлох.

**Решили:**

1. 1 Для обеспечения надежной работы ВЛ-110-167 считать необходимым :
  - вынести участок линии (оп. 73-82) из ущелья к автодороге Дылым-Тлох со строительством нового участка 2,5 км.
  - вынести участок линии (оп. 24-50) протяженностью **5,2км** из недоступной местности к автодороге Дылым- Тлох .

**2.По второму вопросу.**

1. Слушали: Абдурахманов Ш.Д. - трасса данной ВЛ на участке между опорами № 99-155 , включая Харибский перевал (оп. 130), проходит в V районе РКУ по гололеду, систематически в осенне-зимний период подвержена гололедно-изморозевым отложениям. При этом, диаметр гололедно-изморозевых отложений достигает 15-20 см и более (плотность – 0,2 – 0,6 г/см<sup>3</sup>), что приводит к отключениям ВЛ, а при закрытии Харибского перевала и к использованию вертолета для поиска и устранения повреждения . Контроль за гололедообразованием на участке трассы в районе Харибского перевала (оп. №№ 130-158) осуществляется штатным наблюдающим в осенне-зимний период с 1 октября т.г. по 1 апреля с.г. согласно «Программы плавки гололёда № 167г.г.», утвержденной гл. инженером АО ДСК 9.09.2019г. и согласованной с Дагестанским РДУ, а при закрытии перевала и снежных заносах и это затруднено Учитывая экстремальные метеоусловия для работы наблюдающего на трассе линии / снежные заносы, лавины, штормовые ветры до 35-40 м/с и т.д./, риски возникновения несчастных случаев с наблюдающим при осмотре участка №130-158, а также для выполнения в полной мере решения п.3.протокола №10/2019 совместного совещания АО ДСК и Даг. РДУ от 22.10.2019г., требований п.2.5.16 ПУЭ линию необходимо оборудовать сигнализаторами теле-дистанционного контроля отложения гололёда и устройством контроля окончания плавки гололёда (СТГН)

2. . Слушали: Гаджиев С-М.Б.- данное предложение поддерживаю.

**Решили:**

2.1 Для своевременного выявления, отслеживания отложения гололеда и контроля за окончанием плавки на ВЛ-110-167,считать необходимым оборудовать линию сигнализаторами теле-дистанционного контроля отложения гололёда и устройством контроля гололёда (СТГН):

- на гололедном участке оп.99-130 с установкой датчиков СТГН на оп. №125

- на участке оп.130-155 с установкой датчиков СТГН на оп. № 140.  
3. Включить работы по п.п.1.1 и 2.1 данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Байрамов Б.С.  
Султанова Ф.М.

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

дмс215-1

Организация \_\_\_\_\_ АО «Дагестанская сетевая компания» \_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_  
(наименование организации)  
**ПУ ЦЭС**  
(структурное подразделение)

Код

Номер документа	Дата составления
<b>14</b>	<b>20.08.19г</b>

**АКТ**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств**  
**(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № №171 «ПС Восточная - Новая» инв № 000253

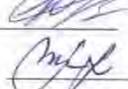
Местонахождение объекта основных средств:

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_,  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110кВ № 171 «Восточная - Новая» инв № 000253 выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Загрязнение (стойкое) изоляции № 1-46	1434 шт.	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е –	2020-2025гг.
2	Разрушение, потеря несущей способности № 5,6,24,39,40	5 оп.	Замена металлических опор типа «Рюмка» на анкерные опоры типа У-110-1	2020-2025гг.
3	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах опор № 1-46	6 км	Заменить грозозащитный трос ПС-50 на С-50 – 6,0 км.	2020-2025гг.
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролетах опор №1-46	6 км	Замена провода АС-150 на АС-185 – 0,76 км.	2020-2025гг.
5	Оголение попереч.арм.(1,5-2м вдоль опоры) № 3,4, 7, 8,9, 10,11,12	8 оп.	Замена поврежденных опор на ж/бетонные типа ПБ-110-1	2020-2025гг.
6	Кор.износ несущих метал.элементов >20% № 14,15,16, 17,18, 19,20,21, 22,23	10 оп	Замена поврежденных опор на ж/бетонные типа ПБ-110-1	2020-2025гг.

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо включить в план реконструкции на 2020-2025гг.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.Х.  
Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,  
Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ ЦЭС (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

АКТ	Номер документа	Дата составления
	4	18.05.19г

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № №103 «ПС КТЭЦ –Восточная» иив № 000236

Местонахождение объекта основных средств:

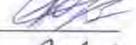
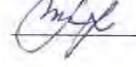
1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе смотра ВЛ 110кВ № 103 «ПС КТЭЦ –Восточная» иив № 000236

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Загрязнение изоляции (стойкое) № 1-91	2964 шт.	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е	2020-2025гг.
2	Раковины/сквоз.отв. >25 см2 № 50,54,55,56,57,58,59,60,61,62	10 оп	Замена П-образных ж/б опор на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23 . или многогранные	2020-2025гг.
3	Разрушение, потеря несущей способности № 63-74	12	Замена П-образных ж/б опор на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23 . или многогранные	2020-2025гг.
4	Продольная трещина >0,3мм (>2 в 1-м сеч., <3мм) № 75-83	9	Замена П-образных ж/б опор на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23 . или многогранные	2020-2025гг.
5	Оголена попереч.арм. (1,5-2 м вдоль опоры) № 84-89	6	Замена П-образных ж/б опор на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23 . или многогранные	2020-2025гг.
6	Разрушение, потеря несущей способности № 2,3,8,9,10,12,13,16,17,19,20,22	12 оп.	Замена АП-образных металлических трубчатых опор на анкерные У-110-1	2020-2025гг.
7	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах оп. № 1-91 и отп. ПС-1 пр.оп.№ 1-26	11,8 км на основ ВЛ 4,3 км па отпайке	Заменить грозозащитный трос ПС-50 на С-50	2020-2025гг.
8	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролете опор № 1-91 и отп. ПС-1 пр.оп.№ 1-26	11,8 км на основ ВЛ 4,3 км па отпайке	Замена провода АС-150 , АЖ-120 на АС-185, -11.8км	2020-2025гг.
9	Сквозь корроз. поражение мет. элементов № 23,24,25	3 оп.	Замена металлических трубчатых промежуточных опор на ж/бетонные ПБ-110-1	2020-2025гг.
10	Трещины в сварочных швах № 27,28,49,51,52	5 оп.	Замена угольчатых анкерных опор на анкерные У-110-1	2020-2025гг.

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо включить в план реконструкции на 2020-2025гг.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.Х.  
Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,  
Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ ЦЭС (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

Номер документа	Дата составления
<b>5</b>	<b>21.05.19г</b>

**АКТ**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств**  
**(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № №112 « ПС КТЭЦ –Восточная » ив № 000 231

Местонахождение объекта основных средств:

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110кВ № 112 « ПС КТЭЦ –Восточная » ив № 000231

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Загрязнение изоляции (стойкое) № 1-89	1752 шт.	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е - 1734шт	2020-2025гг.
2	Трещины в сварочных швах № 1,63,79	3 оп.	Замена АП-образных металлич. опор на анкерные опоры типа У-110-1.	2020-2025гг.
3	Трещины в сварочных швах № 26	1 оп.	Замена анкерной опоры типа «Рюмка» на анкерную опору типа У-110-1	2020-2025гг.
4	Трещины в сварочных швах № 48-50,53-62,64-78	28 оп.	Замена П-образ.металлических опор на промежуточные ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1	2020-2025гг.
5	Сквозное корроз.поражение мет.элементов № 3,5,7,8, 10,12,15,16, 17,20,24,25	12 оп.	Замена металлических анкерных опор на опоры типа У-110-1	2020-2025гг.
6	Трещины в сварочных швах № 9,11,13,14, 18,19, 21, 22,23	9 оп.	Промежуточные опоры типа ПС-110-2 заменить на промежуточные опоры типа ПБ-110-1 или на многогранные.	2020-2025гг.
7	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролетах опор № 47-51,52-88	5,9км.	Замена провода М-70 на АС-185	2020-2025гг.
8	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролетах опор № 31-47, 51-52	2,5км.	Замена провода АС-150 на АС-185	2020-2025гг.
9	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах опор № 1-25 и 79-89	5,2км.	Заменить грозозащитный трос ПС-50 на С-50	2020-2025гг.
11	Пролетах № 25-32 и 46-79 отсутствует грозозащитный трос	7,5км.	Монтировать грозозащитный трос С-50 в пролетах № 25-32 и 46-79-7,5км.	2020-2025гг.

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.Х.  
Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,  
Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ ЦЭС (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

АКТ	Номер документа	Дата составления
	<b>10</b>	<b>12.07.19г</b>

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № №129 « ПС Шамхал –ГПП. »  
инв № 000243

Место нахождения объекта основных средств:

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_,  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110кВ № 129 « Шамхал. –ГПП» инв № 000243

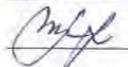
выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Загрязнение (стойкое) изоляции № 1-120	3390шт.	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е	2020-2025гг.
2	Разрушение, потеря несущей способности № 3-6,8-28,30-71,73-86, 88-105,118	99 оп.	Замена на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23.	2020-2025гг.
3	Сквозное корроз. поражение мет.элементов № 29,37,72,87,112, 113, 114	7 оп.	Замена металлических опор типа «Рюмка» на анкерные опоры типа У-110-1	2020-2025гг.
4	Наличие оборванных/перегоревших проводов (грозотрос) в пролетах опор № 1-120	20 км	Заменить грозозащитный трос ПС-50 на С-50 – 20 км.	2020-2025гг.
5	Поперечные трещины > 0,6/0,3 мм вся стойка № 7	1 оп.	Замена анкерных ж/б опор на анкерные металлические типа У-110-1	2020-2025гг.
6	Наличие оборванных/перегоревших проводов (провод) в пролетах опор №1-120	20 км	Замена провода АС-150 на АС-185 – 20 км	2020-2025гг.
7	Кор.износ несущих метал.элементов >20% № 115,116,117,119,120	5оп.	Замена металлических опор на опоры типа У-110-1	

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо включить в план реконструкции на 2020-2025гг.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.Х.,  
Члены комиссии:

Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,

Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5  
к приказу филиала «Дагэнерго» № \_\_\_\_  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Номер АСУ ТОПА

Акт № 5/181 от 03.07.2020

технического освидетельствования

**I. Вводная часть**

**1. Организация:**

Филиал «ПАО РОССЕТИ Северный Кавказ» -«Дагэнерго»

2. Подразделение: ПУ ЗЭС

3. Объект: ВЛ 110кВ Артезиан-2 – Джигильта (ВЛ – 110 – 181)

4. Индекс технического состояния объекта в СУПА: 51%.

5. Перечень оборудования, на который распространяется данный акт:

ВЛ 110кВ Артезиан-2 – Джигильта (ВЛ – 110 – 181)

№ п/п	Тип, марка оборудования, и элементов объекта	Диспетчерское наименование	Класс напряжения	Код ЕО	Заводской номер	Год выпуска постройки	Год предыдущего технического освидетельствования	Дефекты
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		ВЛ110кВ Артезиан-2– Джигильта (ВЛ – 110 – 181)	110 кВ		33001523	1980		<p>Повреждение 3-4 жил провода марки АЖ в подвесных зажимах на 10 опорах ( менее 17% по сечению алюм.части) опоры № 63,77,78,80,82,90,95,96,97,101),</p> <p>Разбитые изоляторы на опорах №17, 22, 36, 45, 98, 128-6шт</p> <p>Гнезда на опорах № 54,81,83</p>

**6. Цель проведения технического освидетельствования:**

- Окончание нормативного срока службы линии .

**7. Состав комиссии по техническому освидетельствованию:**

Председатель комиссии:

главный инженер ПУ ЗЭС

Сурмаев С.Г.

члены комиссии :

начальник СВЭЛ ПУ ЗЭС-

Карагулов Р.А.

-лицо ответственное за исправное состояние и эксплуатацию объекта

начальник ПТС ПУ ЗЭС

Гаджиалиев С.С.

старший мастер СВЭЛ ПУ ЗЭС

Гамзаев А.М.

Государственный инспектор

Юсупов С.Р.

КУ Ростехнадзора по РД

### II. Заключение

Разрешается дальнейшая эксплуатация (объекта) до 3.07. 2025г. при условии устранения замечаний в сроки, предусмотренные актом

### III. Мероприятия по устранению замечаний, выявленных комиссией при техническом освидетельствовании

№ п/п	Выявленные замечания	Мероприятия по устранению	Ответственный исполнитель	Срок устранения	ЕО/ТМ
1	Повреждение 3-4 жил провода марки АЖ в подвесных зажимах на 10 опорах ( менее 17% по сече-нию алюм.части) опоры № 63,77,78,80,82,90,95,96,97,101),	Вып-ть ремонт провода	ПУЗЭС Служба СВЭЛ	01.10.2020	
2	Разбитые изоляторы на опорах №№17,22,36,45,98,128-6шт	Заменить	ПУЗЭС Служба СВЭЛ	01.10.2020	
3	Гнезда на опорах № 54,81,83	снять гнезда	ПУЗЭС Служба СВЭЛ	01.10.2020	

IV. Срок следующего технического освидетельствования  
02.07.2025

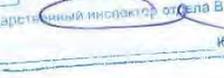
V. Приложения: Отчёт о проведении мероприятий по процедуре технического освидетельствования.

Председатель комиссии:

ЧЛЕНЫ комиссии :

Согласовано:

начальник СЛЭП УЭ филиала «Дагэнерго»

  
 Сурмаев С.Г.  
  
 Карагулов Р.А.  
  
 Гаджиалиев С.С.  
  
 Гамзаев А.М.  
  
 Юсупов С.Р.

Дандамаев М.С.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ Затеречные электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

**АКТ**

Номер документа	Дата составления
	12.06.2019

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ №181 «Артезиан-2-Джигильта» инв. № 33001523 (ВЛ 110 кВ Артезиан-2-Джигильта(ВЛ-110-181))

Местонахождение объекта основных средств: **р. Калмыкия**

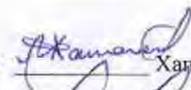
1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_ Распоряжение №28 от 26.04 2017г \_\_\_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра **ВЛ 110 кВ №181 «Артезиан-2-Джигильта» (ВЛ 110 кВ Артезиан-2-Джигильта(ВЛ-110-181))**

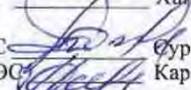
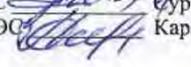
выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Разрушение, потеря несущей способности. Загрязнение (постоянное удаляемое) № 22, 48, 75, 92, 124,125, 38, 70, 79,93,99,	11 опор	Заменить на одноствоечные ж/б опоры типа ШБ-110	2021
2	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) АЖ120 в пролете № 6-133	30,5 км по трассе	Заменить на провод аналогичного сечения с антикоррозийным исполнением	2021
3	Загрязнение (стойкое) изоляции в пролете 6-133	3540штг	Заменить изоляцию	2021
4	Трасса линии проходит по путям миграции птиц с их посадкой на траверсы оп.№10-40,60-80, ВЛ и аварийными отключениями по этой причине	52 оп.	Смонтировать устройства против посадки птиц -156 штг.	2021

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЗЭС  Хаппалаев М-А.Ю.

Члены комиссии:

Гл. инженер ПУ ЗЭС  Бурмаев С.Г.,  
Нач.СВВЭЛ ПУ ЗЭС  Карагулов Р.А.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5  
к приказу филиала « Дагэнерго » № \_\_\_\_  
от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_, 2020 г.

Номер АСУ ТОПА

Акт № 11/141 от 20.08.2020

технического освидетельствования

**I. Вводная часть**

**1. Организация:**

Филиал ПАО « РОССЕТИ Северный Кавказ » - «Дагэнерго»

**2. Подразделение:** ПУ ЗЭС

**3. Объект:** ВЛ 110кВ Кочубей-Артезиан (ВЛ – 110 – 141)

**4. Индекс технического состояния объекта в СУПА:**

**5. Перечень оборудования, на который распространяется данный акт:**

ВЛ 110кВ Кочубей-Артезиан (ВЛ – 110 – 141)

№ п/п	Тип, марка оборудования, элементов объекта	Диспетчерское наименование	Класс напряжения	Код ЕО	Заводской номер	Год выпуска/постройки	Год предыдущего технического освидетельствования	Дефекты
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	-	ВЛ 110кВ Кочубей-Артезиан (ВЛ – 110 – 141)	110 кВ		33001521	1974		ДКР в пролетах топор №4-5
								Разбиты изоляторы на опорах №№ 8, 12, 25, 46, 56, 68, 79, 98, 112, 125, 156, 168, 178, 225, 272, 308, -20 шт
								Скол бетона фундаментов опора №1-4шт, 103-4шт, 200-4шт

**6. Цель проведения технического освидетельствования:**

- Окончание нормативного срока службы линии .

**7. Состав комиссии по техническому освидетельствованию:**

Председатель комиссии:

главный инженер ПУ ЗЭС

Сурмаев С.Г.

члены комиссии :

начальник СВЭЛ ПУ ЗЭС-

Карагулов Р.А.

-лицо ответственное за исправное состояние и эксплуатацию объекта

начальник ПТС ПУ ЗЭС

Гаджиалиев С.С.

старший мастер СВЭЛ ПУ ЗЭС

Гамзаев А.М.

Государственный инспектор

Юсупов С.Р.

КУ Ростехнадзора по РД

### II. Заключение

Разрешается дальнейшая эксплуатация (объекта) до 20.08. 2025г. при условии устранения замечаний в сроки, предусмотренные актом

### III. Мероприятия по устранению замечаний, выявленных комиссией при техническом освидетельствовании

№ п/п	Выявленные замечания	Мероприятия по устранению	Ответственный исполнитель	Срок устранения	ЕО/ТМ
1	ДКР в пролетах топор №4-5	Удалить ДКР	ПУЗЭС Служба СВЭЛ	01.10.2020	
2.	Разбиты изоляторы на опорах №№ 8,12,25,46,56,68,79,98,112,125,156,168,178,225,272,308,-20 шт	заменить	ПУЗЭС Служба СВЭЛ	01.10.2020	
3	Скол бетона фундаментов опора №1-4шт,103-4шт,200-4шт	Выполнить ремонт фундаментов	ПУЗЭС Служба СВЭЛ	01.10.2020	

### IV. Срок следующего технического освидетельствования 20.08.2025

### V. Приложения: Отчёт о проведении мероприятий по процедуре технического освидетельствования.

Председатель комиссии:

ЧЛЕНЫ комиссии :

Согласовано:

начальник СЛЭП УЭ филиала «Дагэнерго»

 Сурмаев С.Г.  
 Карагулов Р.А.  
 Гаджалиев С.С.  
 Гамзаев А.М.  
 Юсупов С.Р.  
 Дандамаев М.С.

Государственный инспектор  
 филиала В.6.6  
 Юсупов С.Р.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ Затеречные электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

Номер документа	Дата составления
	21.06.2019

**АКТ**
**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ №141 «Кочубей-Артезиан»  
ивв № 33001521 (ВЛ 110 кВ Кочубей-Артезиан (ВЛ-110-141))

Местонахождение объекта основных средств: **Тарумовский район , Калмыкия Черноземельский район**

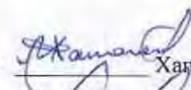
1. Комиссия, утвержденная \_\_\_ Распоряжение №28 от 26.04 2017г \_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

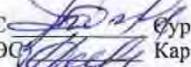
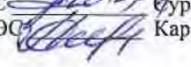
в процессе осмотра **ВЛ 110 кВ №141 «Кочубей-Артезиан » (ВЛ 110 кВ Кочубей-Артезиан (ВЛ-110-141))**

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Попер.трещ. >0,6/0,3мм, вся ж/б стойка № 99, 137, 190, 265, 326	5 опор	Заменить на одноствоечные ж/б опоры ПБ-110	2021
2	Разрушение, потеря несущей способности №25, 116, 141, 195, 294,	5 опор	Заменить на одноствоечные ж/б опоры ПБ-110	2021
3	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) оп. 103-129(АЖ-120), 129-170(АС-120)	13,6 км	Заменить на провод .	2021
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок в пролётах № 240- 257	4,0 км	Монтаж грозотроса в пролётах опор №240-257	2021
5	Загрязнение ( стойкое) изоляции опор №25, 99,100-102, 103-170, 190, 195, 265, 294, 326. Загрязнение (постоянное удаляемое) № 25, 116, 141, 195, 294	1992шт.	Замена изоляции	2021
6	Трасса линии проходит по путям миграции птиц с их посадкой на траверсы оп.130-140, 200-212,250-263 ВЛ и аварийными отключениями по этой причине	38 опор	Смонтировать устройства против посадки птиц -114 шт.	2021

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЗЭС  Хайпалаева М.-А.Ю.

Члены комиссии:  
Гл. инженер ПУ ЗЭС  Гурмасев С.Г.,  
Нач.СВВЭЛ ПУ ЗЭС  Карагулов Р.А.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» <small>(наименование организации)</small>	по ОКПО	Код
			ПУ Гергебильские электрические сети <small>(структурное подразделение)</small>

Номер документа	Дата составления
<b>Акт</b>	<b>17.05.2019г.</b>

**о выявленных дефектах объектов основных средств ВЛ 110 кВ «Отпайка на ПС Гидатль» Л-195 «А»**

ив №4904486

Местонахождение объекта основных средств: Шамильский район

1. Комиссия, утвержденная указанием ПУ ГЭС №28 от 26.04.2017  
(наименование, дата и номер документа)  
в процессе осмотра ВЛ 110 кВ «Отпайка на ПС Гидатль» Л-195 «А»

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	Наличие оборванных/перегоревших проводов (провод) в пролете опор №1-19	3,1 км	Заменить провод на большее сечение (уточнить проектом).	2020-2023г.
3	Загрязнение (стойкое) изоляции №1-19	756 шт.	Замена загрязненной изоляции на стеклянную	2020-2023г.
4	Разрушение, потеря несущей способности опоры №1-19	19 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
5	Наличие оборванных/перегоревших проводов (грозотрос) в пролетах оп № 15-19	1 км	Смонтировать грозотрос сечением 50мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.
6	Отсутствует грозотрос на пролетах опор №1-15	2,1 км	Смонтировать грозотрос сечением 50мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо:

(указываются мероприятия или работы по устранению выявленных дефектов, а так же целесообразность проведения данных работ

Председатель комиссии: Начальник ПУ ГЭС  Назимудинов Д.А.

Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ГЭС  Мусаев Г.М.

Нач. СВВЭЛ ПУ ГЭС  Ахмедов А.М.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Гергебильские электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

с.Курми.

«15» мая 2019г

Председатель - Главный инженер ПУ ГЭС Мусаев Г.М.  
Секретарь - Инженер 1-й категории ПТС Омарова Н.А.

Присутствовали - Начальник ПТС ПУ ГЭС Омаржанов М.А.  
- Начальник ОДС ПУ ГЭС Рамазанов А.Х.  
- Начальник СПС ПУ ГЭС Алиев Р.К.  
- Начальник СВВЭЛ ПУ ГЭС Ахмедов А.М-З.

Повестка дня:

«О реконструкции ВЛ110кВ отпайкана ПС Гидатль  
от ВЛ110кВ Шамильская – Анцух (ВЛ-110-195)  
с переводом в габариты 110кВ».

1.Слушали: Ахмедов А.М.З. – в ПУ ГЭС АО ДСК с 2006года эксплуатируется отпайка на ПС Гидатль от ВЛ110кВ Шамильская – Анцух (ВЛ-110-195),протяженностью 3,1км, выполненная на 19 металлических опорах в габаритах 35кВ.

До перевода в 2006 году ПС35 Гидатль на напряжение 110кВ, отпайка35кВ на ПС35 кВ Гидатль от ВЛ35кВ Шамильская – Анцух, построенная в 1970 году, переведена на напряжение 110кВ после удлинения траверс на опорах, усиления изоляции /без замены провода/.

Поэтому габариты существующих опор 35кВ не соответствует требованиям ПУЭ по РКУ (ветер до 36 м/сек, гололёд со стенкой до 20,0мм) и по требованиям к межфазным расстояниям для опор класса напряжения 110кВ. Так же, на данной отпайке 110кВ, проходящей в зоне грозовой активности более 60 часов ,из-за отсутствия тросостоек на опорах отпайки 35кВ не установлен грозотрос (кроме подходов к ПС в 3-х пролетах). Поэтому необходимо выполнить реконструкцию отпайки 110 кВ с переводом опор в габариты 110кВ т.е. заменой по всей линии опор 35кВ на опоры 110 кВ с тросостойками ,заменой провода по всей длине отпайки ,установке грозотроса по всей линии в т.ч.с заменой в 3-х пролетах на подходе к ПС110 Гидатль.

2. Слушали: Мусаев Г.- М.М. –согласен с предложениями СВЭЛ. Отпайку 110 кВ необходимо переводить в габариты 110 кВс заменой существующих опор 35 кВ..

**Решили:**

1. Для снижения аварийности, приведенная линия в соответствии с требованиями п.п. 2.5.38; 2.5.86 ПУЭ, выполнения предписаний надзорных органов считать необходимым:

-выполнить реконструкцию ВЛ110кВ отпайка на ПС Гидатль от ВЛ110кВ Шамильская – Анцух (ВЛ-110-195) с переводом в габариты 110кВ т.е. с заменой опор 35кВ на опоры 110кВ с тросостойками, с заменой изношенного провода АС70 по всей линии, установкой грозотроса по всей линии

2. Включить работы по п.1 данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Мусаев Г.М.  
Омарова Н.А

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания»	по ОКПО	Код
	(наименование организации) ПУ Дербентские электрические сети (структурное подразделение)		

Номер документа	Дата составления
	08.08.2019

**АКТ**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств**  
**(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ «Изберг-Северная-Дербент» с отпайками (ВЛ-110-105) инв. № 310004829

Местонахождение объекта основных средств: **Каякентский, Дербентский район**

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_ Распоряжение №28 от 26.04 2017г \_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

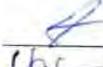
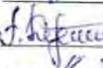
в процессе осмотра \_\_\_ **ВЛ 110кВ «Изберг-Северная-Дербент» с отпайками (ВЛ-110-105)**

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Поперечные трещины >0,6/0,3мм вся стойка П- обр. ж/б опор 1958года установки №№ 9,14,25,26,45-47; 52,53,55-57,60,61,68-70,74,75,79,80, 82, 85,89,95,96,101,102,105,111-114,116, 120-124,132,144,145,158-162,178-181, 197,198, 203,204,213,219,221,222,229-231,269,270,271,278,279,285-288	71шт.	Заменить на одностоечные опоры типа ПБ110-1	
2	Разрушение, потеря несущей способности стойки П- обр. ж/б опор №№4-7, 12,13, 15-20,22-24,29,44,48,49-51, 58, 59,63,71-73, 76-78,81,83,84,86-88,90-94,97-100, 103, 104,106-110,117-119,125,126,128-131, 133-135,138-140,142,143,147-157,164-168,171-177,182-186,188-196,199-202, 205-212,215,224-228,232-237,257, 262,265,267,268,272,276,281-284,289,298,299,377,378,379,381	154шт.	Заменить на одностоечные опоры типа ПБ110-1	
3	Кор. износ несущих метал. элементов >20% металл. опоры №№ 27,28,30, 31,33, 36,54,62, 67, 115, 146,220,280	13шт	Заменить на анкерно-угловые опоры типа У110-1 и промежуточные типа П110-1	
4	Разрушение, потеря несущей способности металл. опор №№ 3,8,21, 32,34,35, 38,39, 64,65,127,136,137,163,217, 218,238, 238а, 277, 350, 352,353,354,364,376,380	26шт.	Заменить на анкерно-угловые опоры типа У110-1 и промежуточные типа П110-1	
5	Загрязнение (стойкое) изоляции на опорах №№3-9;12-39;44-71;74,75, 81-89;94-137; 141,144,146, 163,200,203, 204,214,217,218,220,225,229,268,280, 284,285,287-290;292,297-299;338-342; 345-350;353,357-359;362,364-367; 369-375; 377-381, 1 отп. Изберг Ю; 1(141), 2 отп. Каякент; 5,6 отп. Огни.	5064 шт.	Заменить на стеклянные изоляторы ПСД-70 Е	
6	Падение оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) на уч- ках опор №№ 21-48; 127-137; 282-299;	14,4 км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> с антикоррозийным исполнением	
7	На уч - ках опор №№ 1-21,48-127;137-	65,9км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> с	

	282;299-410 отсутствует грозотрос		антикоррозийным исполнением	
8	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) на уч-ке опор №№ 1-392	74,7 км по трассе	Заменить на провод большего сечения с антикоррозийным исполнением	
9	Трасса линии проходит по путям миграции птиц в полетах оп №164-213	150 шт.	Смонтировать на опорах №164-213 устройства против посадки птиц	

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ДЭС  Эфендиев Ф.Ф.  
 Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ДЭС  Керемов Г.М.  
 Нач. СВВЭЛ ПУ ДЭС  Карибов Р.А.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ Гергебильские электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

Номер документа	Дата составления
	<b>09.08.2019г.</b>

**Акт**
**о выявленных дефектах объектов основных средств ВЛ 110 кВ «Хунзах-Шамильское» Л-190**

ив №4900941

Местонахождение объекта основных средств: Хунзахский, Шамильский районы

 1. Комиссия, утвержденная указанием ПУ ГЭС №28 от 26.04.2017,  
(наименование, дата и номер документа)

 в процессе осмотра ВЛ 110 кВ «Хунзах-Шамильское» Л-190  
выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролете опор №1-103	21,5 км	Заменить провод на большее сечение (уточнить проектом).	2020-2022г.
2	Загрязнение (стойкое) изоляции №1-103	4182 шт.	Замена загрязненной изоляции на стеклянную	2020-2022г.
3	Разрушение, потеря несущей способности опоры №4-11, 22-32, 43-52, 63-71, 82-91	48 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2022г.
4	Отсутствие конструктивных элементов на опорах №12-21, 53-62, 95-99, 103.	26 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2022г.
5	Сквозное корроз. поражение мет. элементов на опорах №33-42, 72-81, 92-94, 100-102.	26 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2022г.
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах оп. № № 1-9; 95-103	3 км	Смонтировать грозотрос сечением 35 мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2022г.
5	Отсутствует грозотрос на пролетах опор № 9-95	18,5 км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии

 Председатель комиссии: Начальник ПУ ГЭС  Назмудинов Д.А.

 Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ГЭС  Мусаев Г.М.

 Нач. СВВЭЛ ПУ ГЭС  Ахмедов А.М.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Гергебильские электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

с.Курми.

«15» августа 2019г

Председательствующий      Главный инженер ПУ ГЭС Мусаев Г.М.  
Секретарь                      - Инженер 1-й категории ПТС Омарова Н.А.

Присутствовали              - Начальник ПТС ПУ ГЭС Омаржанов М.А.  
   - Начальник ОДС ПУ ГЭС Рамазанов А.Х.  
   - Начальник СПС ПУ ГЭС Алиев Р.К.  
   - Начальник СВВЭЛ ПУ ГЭС Ахмедов А.М-З.

Повестка дня:  
«О реконструкции ВЛ110кВ  
Хунзах-Шамильское (ВЛ-110-190)  
с переводом в габариты 110кВ».

1.Слушали: Ахмедов А.М.З. – в ПУ ГЭС АО ДСК в настоящее время эксплуатируется ВЛ110кВ Хунзах-Шамильское с отпайкой (ВЛ-110-190) протяженностью 21,5км, выполненная на 103 металлических опорах в габаритах 35кВ.

В связи с переводом ПС35 Шамильское на напряжение 110кВ, ВЛ 35кВ Хунзах-Шамильское /построенная в 1969 году на опорах в габаритах 35 кВ / после усиления изоляции /без замены провода/ , удлинения траверс на опорах, , переведена в 2004 г.на напряжение 110кВ. В осенне-зимний период линия часто аварийно отключается, провод АС-70 на линии изношен из-за имевших место перегрузов, повреждений при проведении буро-взрывных работ по трассе на участках сближения с а/дорогой Хунзах-Шамильская, габариты опор 35кВ не соответствует требованиям ПУЭ по РКУ (ветер до 36 м/сек, гололёд со стенкой до 20,0мм), по межфазным расстояниям на существующих опорах 35кВ.. На линии, проходящей в зоне грозовой активности более 60 часов ,из-за отсутствия тросостоек на опорах 35кВ не установлен грозотрос (кроме подходов к ПС110 Хунзах и Шамильское в 1,5 км в 11 пролетах). Линия на отдельных участках опоры 43-46 (всего 0,8км ) недоступна для технического обслуживания из-за отсутствия подъездов. Необходимо выполнить реконструкцию линии с переводом опор в габариты 110кВ т.е. заменой по всей линии опор 35кВ на опоры 110 кВ с тросостойками ,заменой провода по всей линии на большее сечение( АС 120-уточнить проектом) , установке грозотроса по всей линии в т.ч с заменой его на походах к ПС 110 Анцух и Шамильская /11пролетов/ ,а также выносом недоступных участков ВЛ к а/дороге Шамильская-Анцух.

2. Слушали: Рамазанов А.Х. / - нагрузка на линии т.е на головном ( в перспективе) участке кольца 110 кВ ПС 110 Хунзах – ПС110Шамильское-ПС110 Анцух –ПС Ботлих достигает в ОЗП до 230А или 44,0 мВт . С учетом ежегодных темпов роста нагрузок 3,5-4,0 %, имеющейся перспективы резервирования по кольцу 110 кВ питания дополнительно нагрузок части потребителей Цумадинского района , необходимо реализовать предложения СВЭЛ по реконструкции линии .

3. Слушали: Мусаев Г.- М.М. – поддерживаю предложения СВЭЛ и ОДС.

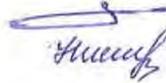
**Решили:**

1. Для снижения аварийности, приведенная линии в соответствие с требованиями п.п. 2.5.38; 2.5.86 действующих ПУЭ., предписаний надзорных органов, снижения потерь на транспорт электроэнергии ,обеспечения перспективы технологического присоединения потребителей, считать необходимым:

-выполнить реконструкцию ВЛ110кВ Хунзах Шамильская (ВЛ-110-190) с заменой по всей линии опор 35кВ на опоры 110кВ с тросостойками, с заменой изношенного провода АС70 по всей линии на большее сечение( АС120-уточнить проектом), установкой грозотроса по всей линии и выносом недоступных участков линии (0,8км) к а/дороге Шамильская-Анцух.

2. Включить работы по п.1 данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Мусаев Г.М.  
Омарова Н.А

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ Гергебильские электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

Номер документа	Дата составления
	<b>25.04.2019г.</b>

**Акт**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) ВЛ 110 кВ**  
**«Шамильское-Анцух» Л 195**

инв. №4901079

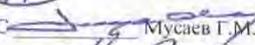
Местонахождение объекта основных средств: Шамильский, Тляратинский районы

1. Комиссия, утвержденная указание ПУ ГЭС №28 от 26.04.2017  
(наименование, дата и номер документа)  
в процессе осмотра) ВЛ 110 кВ «Шамильское-Анцух» Л 195 выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролете опор№1-167	38,4 км	Заменить провод на большее сечение (уточнить проектом).	2020-2023г.
3	Загрязнение (стойкое) изоляции №1-167	8478 шт.	Замена загрязненной изоляции на стеклянную	2020-2023г.
4	Разрушение, потеря несущей способности опор №1,2,6,7,9,12,13,16,17,21,22,24,25,29,31,32,36,37,41,42,46,47,51,52,57,58,60,61,63,66,67,69,70,72,73,79,80,82,85,86,88,89,92,93,95,96,99,100,102,103,105,106,109,110,114,115,116,118,119,122,123,125,126,129,130,134,135,137,140,141,145,146,150,151,153,154,156,157,159,160,163,164,166.	82 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
5	Сквозное корроз. поражение мет. элементов опор№3,10,14,18,23,26,30,33,38,43,48,53,54,59,62,64,68,71,75,76,81,87,90,94,97,104,107,111,116,120,127,131.	32опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
6	Отсутствие конструктивных элементов на опорах №5,11,20,28,35,40,45,50,56,62,74,78,84,91,101,113,128,133,136,139,142,144,147,149,158,165,161.	28 опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
7	Кор. износ несущих метал. элементов >20% на опорах №4,8,15,19,27,34,39,44,49,55,77,83,98,108,112,117,124,132,138,143,148,152,155,162.	24опор	Заменить на металлические опоры 110 кВ	2020-2023г.
5	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах оп №1-6;165-167	2 км	Смонтировать грозотрос сечением 35 мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.
6	Отсутствует грозотрос на пролетах опор№6-165	36,4км	Смонтировать грозотрос сечением 50мм <sup>2</sup> в антикоррозийном исполнении.	2020-2023г.

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии

Председатель комиссии: Начальник ПУ ГЭС  Назмудинов Д.А.

Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ГЭС  Мусаев Г.М.

Нач. СВВЭЛ ПУ ГЭС  Ахмедов А.М.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Гергебильские электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

с.Курми.

«7» июня 2019г

Председательствующий      Главный инженер ПУ ГЭС Мусаев Г.М.  
Секретарь                      - Инженер 1-й категории ПТС Омарова Н.А.

Присутствовали              - Начальник ПТС ПУ ГЭС Омаржанов М.А.  
   - Начальник ОДС ПУ ГЭС Рамазанов А.Х.  
   - Начальник СПС ПУ ГЭС Алиев Р.К.  
   - Начальник СВВЭЛ ПУ ГЭС Ахмедов А.М-З.

Повестка дня:  
«О реконструкции ВЛ110кВ  
Шамильская-Анцух (ВЛ-110-195)  
с переводом в габариты 110кВ».

1.Слушали: Ахмедов А.М.З. – в ПУ ГЭС АО ДСК в настоящее время эксплуатируется ВЛ110кВ Шамильская-Анцух (ВЛ-110-195), протяженностью 38,4км, выполненная на 167 металлических опорах в габаритах 35кВ. Линия обеспечивает электроснабжение потребителей Шамильского Тляратинского, Бежтинского муниципального участка Цунтинского района и в перспективе является частью кольца 110 кВ ПС110 Хунзах-ПС110Шамильская-ПС 110Анцух- ПС110 Миарсо- ПС110 Ботлих. В связи с переводом ПС35 Анцух на напряжение 110кВ, ВЛ 35кВ Шамильская –Анцух /построенная в 1970 году в габаритах 35 кВ/ после усиления изоляции /без замены провода/, удлинения траверс на опорах, , переведена на напряжение 110кВ. В осенне-зимний период часто аварийно отключается, провод АС-70 эксплуатируемый на линии более 50 лет физически изношен в т.ч.из-за имевших место значительных электрических и ветровых нагрузок, повреждений при проведении буро-взрывных работ по трассе на участках сближения с а/дорогой Шамильская-Анцух, габариты опор 35кВ не соответствуют требованиям ПУЭ по РКУ (ветер до 36 м/сек, гололёд со стенкой до 20,0мм), по межфазным расстояниям на существующих опорах 35кВ.. На линии, проходящей в зоне грозовой активности более 60 часов ,из-за отсутствия тросостоек на опорах 35кВ не установлен грозотрос (кроме подходов к ПС). Линия с оп. 44до оп.164 на отдельных участках (всего 14,0км ) недоступна в паводковой период для технического обслуживания из-за отсутствия подъездов к правому берегу горной , многоводной реки Аварское Койсу. Необходимо

выполнить реконструкцию линии с переводом опор в габариты 110кВ т.е. заменой по всей линии опор 35кВ на опоры 110 кВ с тросостойками ,заменой провода по всей линии на большее сечение( АС 120-уточнить проектом) , установке грозотроса по всей линии в т.ч с заменой его на походах к ПС 110 Анцух и Шамильская /5пролетов/ ,а также выносом недоступных участков ВЛ к а/дороге Шамильская-Анцух.

2.Слушали :Рамазанов А.Х. / - нагрузка на линии достигает в ОЗП до 180А или 33,0 мВт .При этом уровень напряжения на шинах10 кВ ПС35 кВ./ запитанных от ПС Анцух по ВЛ-110-195/ составляет 8,6кВ - ПС35 Кидеро,8,2 кВ - ПС 35 Шаури, а у потребителей - 140-160 В т.е. не обеспечивается минимально допустимый уровень напряжения .По данной причине имеются жалобы населения на низкое напряжение в сети. С учетом ежегодных темпов роста нагрузок 4-5 % необходимо реализовать предложения СВЭЛ .

3. Слушали: Мусаев Г.- М.М. – для надёжного электроснабжения потребителей 3х районов линию необходимо реконструировать, согласно вышеуказанных предложений .

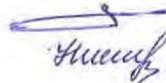
**Решили:**

1.Для снижения аварийности, приведенная линии в соответствие с требованиями п.п. 2.5.38; 2.5.86 действующих ПУЭ., предписаний надзорных органов, повышения качества напряжения в сети 0,4-10-35 кВ, обеспечения перспективы техприсоединения потребителей, считать необходимым:

-выполнить реконструкцию ВЛ110кВ Шамильская-Анцух (ВЛ-110-195) с заменой по всей линии опор 35кВ на опоры 110кВ с тросостойками, с заменой изношенного провода АС70 по всей линии на большее сечение( АС120-уточнить проектом), установкой грозотроса по всей линии и выносом недоступных участков линии (14,0км) к а/дороге Шамильская-Анцух.

2.Включить работы по п.1 данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Мусаев Г.М.  
Омарова Н.А

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

ДМС 221

Организация АО «Дагестанская сетевая компания» по ОКПО   
(наименование организации)  
**ПУ ЦЭС**

Инженер СВВС Абдуллаев М.К.  
(структурное подразделение)

<b>АКТ</b>	Номер документа <b>13</b>	Дата составления <b>13.08.19г</b>
------------	------------------------------	--------------------------------------

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № № 130 «Махачкала 1—ГПП»  
 ив №000244

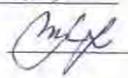
Местонахождение объекта основных средств:

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110кВ № 130 «Махачкала 1- ГПП» ив № 000244 выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Загрязнение изоляции (стойкое) 29-40, 52-61	654 шт	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е -654шт.	2020-2025гг.
2	Разрушение, потеря несущей способности №29-40,54,55,57,58	16оп.	Замена П-образных ж/б опор на ж/бетонные опоры типа ШБ-110-1, или многогранные	2020-2025гг.
3	Разрушение, потеря несущей способности № 52,53,56,59,61	5оп.	Замена металлических опор типа «Рюмка» на анкерные опоры типа У-110-1	2020-2025гг.
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах опор № 1- 61	8,6 км	Заменить грозозащитный трос ПС-50 на С-50 -8, 6км.	2020-2025гг.
6	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролетах опор № 1- 61	8,6 км	Замена провода АС-150 на АС-150 - 8,6км.	2020-2025гг.

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.К..  
 Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,  
 Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания»	по ОКПО	Код
	(наименование организации) ПУ Затеречные электрические сети (структурное подразделение)		

Номер документа	Дата составления
	12.07.2019

**АКТ**

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ №88 «Затеречная-Кочубей» инв № 33001530 ( ВЛ 110 кВ Затеречная-Кочубей (ВЛ-110-88)

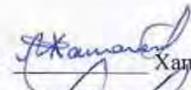
Местонахождение объекта основных средств: **Ставропольский край Нефтекумский район ;  
Ногайский район,Тарумовский район Республики Дагестан**

1. Комиссия, утвержденная Распоряжением №28 от 26.04 2017г  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра **ВЛ 110 кВ №88 «Затеречная-Кочубей»** ( ВЛ 110 кВ Затеречная-Кочубей (ВЛ-110-88)  
выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Попер.трещ. >0,6/0,3мм, вся ж/б стойка№58, 112, 189, 196, 200, 203, 204, 205, 206,207, 208, 209,210,211, 212, 216, 220, 221, 222,223, 224,225, 228, 229, 231, 232, 233, 234,235,236, 237, 238, 241, 242,243,244, 246, 247, 248, 264, 283, 292,293,294, 295, 296, 297, 330, 331, 332,333,340, 341, 342, 343, 350, 354, 357, 362, 373,374,375, 380, 386, 388, 390, 391, 392, 401, 407, 408, 413, 415, 416, 436, 439, 453, 462, 476, 477, 479, 480, 482, 485, 487,488, 489, 490, 497, 498, 499, 501, 502, 505.	94 опор	Заместить на одностоепные ж/б опоры типа ПБ-110	2022
2	Загрязнение (стойкое) изоляции №№185-510	8394 шт.	Заменить изоляцию в пролетах опор №№185-510	2022
3	Наличие оборванных /перегоревших проволок (провод) АС120/19 в пролетах №№185-303	24,0 км по трассе	Заменить на провод большего сечения с антикоррозийным исполнением	2022
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах №№185-303	24 км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> с антикоррозийным исполнением	2022
5	Трасса линии проходит по путям миграции птиц с их посадкой на траверсы оп.17-47,316-321,340-350,425-442 ВЛ и аварийными отключеиями по этой причине	51 оп.	Смонтировать устройства против посадки птиц -153 шт.	2022

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЗЭС  Хаппалаева М.-А.Ю.

Члены комиссии:  
Гл. инженер ПУ ЗЭС  Сурмаев С.Г..  
Нач.СВВЭЛ ПУ ЗЭС  Карагулов Р.А.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания»	по ОКПО	Код
	(наименование организации) ПУ Затеречные электрические сети (структурное подразделение)		

Номер документа	Дата составления
	16.08.2019

**АКТ**

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ №131 «Кочубей-Тарумовка» инв № 33001511 ( ВЛ 110 кВ Кочубей-Тарумовка (ВЛ-110-131)

Местонахождение объекта основных средств: **Тарумовский район**

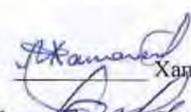
1. Комиссия, утвержденная \_\_\_ Распоряжение №28 От 26.04 2017г \_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра **ВЛ 110 кВ №131 «Кочубей-Тарумовка» ( ВЛ 110 кВ Кочубей-Тарумовка (ВЛ-110-131)**

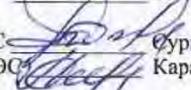
выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Попер.трещ. >0,6/0,3мм, вся ж/б стойка №18, 35, 38,41, 60, 66,68,70, 78, 95, 111,	11 опор	Заменить на одноствоечные ж/б опоры типа ПБ-110	2020
2	Разрушение, потеря несущей способности №26,28,32, 48, 55, 58, 73,75, 81,82, 113, 128, 140, 148	14 опор	Заменить на одноствоечные ж/б опоры типа ПБ-110	2020
3	Загрязнение (стойкое)изоляции № 1-47, 49-54, 56, 57, 59-62, 66, 68, 70, 74, 76-80, 83, 84, Загрязнение (нестойкое удаляемое) 26, 28, 32, 48, 55, 58, 63-65, 71-73, 75, 81-94, 128, 130-140, 148	1800шт.	Заменить изоляцию на стеклянную	2020
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод)АС120/19 в пролете № 1-53	8,0 км по трассе	Заменить на провод большего сечения с антикоррозийным исполнением	2020
5	ДКР выше 4м, угрожающие деревья в пролете 140-143	1,5га	Выполнить расширение просеки	2020
6	Трасса линии проходит по путям миграции птиц с их посадкой на траверсы оп.40-50,63-73,85-95,130-140 ВЛ и аварийными отключениями по этой причине	44 оп.	Смонтировать устройства против посадки птиц -132 шт.	2020

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЗЭС  Хайпалаев М.А.Ю.

Члены комиссии:

Гл. инженер ПУ ЗЭС  Сурмаев С.Г.,  
Нач.СВВЭЛ ПУ ЗЭС  Карагулов Р.А.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ Дербентские электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

Номер документа	Дата составления
	12.06.2019

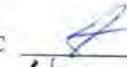
**АКТ**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств**  
**(дефектная ведомость)**

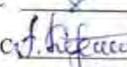
Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ Магарамкент-Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121) инв. № 31001015  
 Местонахождение объекта основных средств: **территория республики Азербайджан**  
 Комиссия, утвержденная Распоряжением №28 от 26.04 2017г  
 (наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110 кВ Магарамкент-Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121) выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Поперечные трещины >0,6/0,3мм вся стойка опор№№ 153,154, 156, 159,163	5 опор	Заменить на промежуточные типа ПБ110-1, вынести участок опор №№ 153,154, 156, 159,163 на территорию РФ (республики Дагестана)	2020
2	Кор. износ несущих метал. элементов >20% опор№№ 161,166	2 опор	Заменить на анкерио-угловые опоры 161,166 вынести участок на противоположную сторону реки Самур (левый берег)	2020
3	Разрушение, потеря несущей способности опор№№148-150; 151, 152,155,157,158,160,162,164,165	12опор	Заменить на промежуточные типа ПБ110-1, вынести участок опор №№ 148-152,155,157, 158 160,162,164,165на территорию РФ (республики Дагестана)	
4	Загрязнение не стойкое удаляемое на уч-ке опор №№147-167	606 шт.	Заменить на стеклянные изоляторы на уч-ке опор №№147-167	
5	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) на уч-ке опор№147-167	3,8 км по трассе	Заменить на провод большего сечения на уч-ке опор№147-167	2020
6	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) на уч-ке опор№147-167	3,8 км	Заменить грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> с антикоррозийным исполнением на уч-ке опор№147-167	2020

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ДЭС  Эфендиев Ф.Ф.

Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ДЭС  Керемов Г.М.

Нач. СВВЭЛ ПУ ДЭС  Карибов Р.А.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Дербентские электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

г. Дербент

«17» июня 2019г

Председатель	- Главный инженер ПУ ДЭС Керемов Г.М.
Секретарь	- Инженер ПТС ПУ ДЭС Кулиева Р.Н.
Присутствовали	- Начальник ПТС ПУ ДЭС Лукманов К.А.. - Начальник ОДС ПУ ДЭС Алирзаев Р.О.. - Начальник СПС ПУ ДЭС Рамазанов Н.А.. - Начальник СВВЭЛ ПУ ДЭС Карибов Р.А..

Повестка дня:

О выносе участка ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усухчай (ВЛ -110-121) с территории Республики Азербайджан

1.1 Слушали: Карибов Р.А. - В ПУДЭС АО ДСК эксплуатируется ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усухчай (ВЛ -110-121) протяженностью 44,97 км . При этом участок протяженностью 3,8 км( оп.148-167) проходит по правому берегу реки Самур в т.ч на участке оп.148-161 по территории сопредельного государства /Республики Азербайджан – РА /. Линия обеспечивает электроснабжение 4-х административных районов Южного Дагестана (Докузпаринского, Ахтынского, Курахского, Рутульского районов).

Участок ВЛ (оп. 148-161-2,6 км), проходящий по территории РА примыкает к пойме реки Самур и подвержен пиковым рискам подмыва фундаментов опор в весенне,-осенний период. Участок опор 161-167(1,2км)проходит по недоступной местности .

Действующий порядок пересечения государственной границы, имеющий пограничный контроль не позволяет оперативно при необходимости, осуществлять переброс персонала, спец.техники, материалов на сопредельную территорию, для устранения аварийных дефектов на ВЛ.

Риск обесточения зимой указанных административных районов высок при выводе в ремонт или аварийном отключении / в т.ч.из-за налипания гололеда/

резервной ВЛ 110 Касумкент – Курах (ВЛ-110-191), не оборудованной схемой плавки гололеда.

Поэтому вынос участка данной линии с территории РА предусмотрен п.367 акта - предписания РУТН Северного Кавказа за №АЛ-СК-090/17-КП от 26.05.2017г. Считаю необходимым выполнить вынос участка ВЛ-110-121 с территории сопредельного государства .

1.2Слушали:Алирзаев Р.О.- линия должна обеспечивать стабильное электроснабжение 4-х административных районов РД и ,поэтому, предложение по выносу участка линии надо принять..

**Решили:**

1. Для обеспечения надежной работы ВЛ-110-121 необходимо :  
- вынести из поймы реки Самур на левый берег участок (оп. 148-167) ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усуччай (ВЛ -110-121) со строительством на ж/б опорах по обходной трассе 3,8 км нового участка линии .
- 2.Включить работы по п.1. данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Керемов Г.М.  
Кулиева Р.Н.

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ Дербентские электрические сети (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

Номер документа	Дата составления
	25.04.2019

**АКТ**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств**  
**(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер № 31001037) ВЛ 110 кВ Тагиркент- Магарамкент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)

Местонахождение объекта основных средств: **Магарамкентский район**

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_ Распоряжение №28 от 26.04 2017г \_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра **ВЛ 110 кВ Тагиркент- Магарамкент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)**

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Поперечные трещины > 0,6/0,3 мм. вся стойка №57,61 находятся в пойме реки Самур и подмываются в период паводков из-за частого изменения русла реки	2 оп	Вывести участок опор №55-64 из поймы реки со строительством участка протяженностью 1,5 км (уточнить проектом).	
2	Разрушение, потеря несущей способности опор №56,58,59,60,62,63,64 находятся в пойме реки Самур и подмываются в период паводков из-за частого изменения русла реки	6 оп	Вывести участок опор №55-64 из поймы реки со строительством участка протяженностью 1,5 км (уточнить проектом).	
3	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) науч.55-64	1,5 км по существующей трассе	Заменить на провод большего сечения с выносом на нов.уч.55-64 (уточнить проектом).	
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) на участке опор № №55-64	1,5 км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> с антикоррозийным исполнением	
5	Загрязнение (стойкое) изоляции науч. Опор № № 55-64	192шт.	Заменить на стеклянную изоляцию	

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ДЭС  Эфендиев Ф.Ф.

Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ДЭС  Керемов Г.М.

Нач. СВВЭЛ ПУ ДЭС  Карибов Р.А.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Дербентские электрические сети

Протокол  
заседания технического совета.

с.Дербент

«14» мая 2019г

Председатель	- Главный инженер ПУ ДЭС Керемов Г.М.
Секретарь	- Инженер ПТС ПУ ДЭС Кулиева Р.Н.
Присутствовали	- Начальник ПТС ПУ ДЭС Лукманов К.А.. - Начальник ОДС ПУ ДЭС Алирзаев Р.О.. - Начальник СПС ПУ ДЭС Рамазанов Н.А.. - Начальник СВВЭЛ ПУ ДЭС Карибов Р.А..

Повестка дня:

«О выносе участка ВЛ-110кВ Магарамкент-  
Тагиркент (ВЛ-110-179 ) из поймы реки Самур».

1.1 Слушали: Карибов Р.А. - в ПУ ДЭС АО ДСК с 1983 г. эксплуатируется ВЛ-110кВ Магарамкент - Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179), протяженностью 25,25 км . Участок трассы линии протяженностью 1,5км , между опорами №№ 55-64 проходит параллельно руслу реки Самур с примыканием к ее правому пологому берегу / ширина поймы реки достигает 650,0м/ . Из-за высоких весенне,- осенних паводков систематически подмывается правый пологий берег у пикетов промежуточных ж/б опор №№ 55-64. В 2006,2017г. в период паводков из-за размыва по ширине более 20,0 м берега и угрозы падения опор выполнен вынос на 20,0м переходной анкерной металлической опоры № 64 типа У119-1+5 с пролетом более 600,0м .Также , восстановлены с выносом разрушенные ж/б опоры № 61,62,65 типа ПБ 110-1. Однако, размыв правого берега на данном участке трассы линии продолжается . Для надёжной работы линии резервирующей в т.ч. питание 6-ти подстанций 110кВ (Касумкент, Советская, Морская, Капир, Курах, Ахты), необходимо вынести участок трассы линии из поймы реки Самур со строительством на ж/б опорах 2,5км линии по новой, обходной трассе.

1.2 Слушали: Алирзаев Р.О.- линия должна обеспечивать стабильное резервирование 6-ти подстанций 110кВ и ,поэтому, предложение по выносу участка линии поддерживаю.

**Решили:**

1. Для обеспечения надежной работы ВЛ-110кВ Магарамкент- Тагиркент (ВЛ-110-179) считать необходимым :  
- вынести участок линии (оп. 55-64) из поймы реки Самур со строительством на ж/б опорах по обходной трассе 2,5км нового участка линии .
- 2.Включить работы по п.1. данного протокола в Программу модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса РД на 2020-2025 г.г.

Председатель комиссии  
Секретарь



Керемов Г.М.  
Кулиева Р.Н.

Согласовано :

Зам. главного инженера АО ДСК



Гаджиев Г.И.

Начальник УВВС АО ДСК



Муртазалиев О.Ш.

дмс214-1

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» <small>(наименование организации)</small> ПУ Северные электрические сети <small>(структурное подразделение)</small>	по ОКПО	Код

АКТ	Номер документа	Дата составления
		30.07.2019г.

о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость)  
 Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ № 109 «Бабаюрт-Кизляр»  
 иив №3203836  
 Местонахождение объекта основных средств: с.Бабаюрт-г.Кизляр.

1. Комиссия, утвержденная указание ПУ СЭС №17 от 15.03.2019  
(наименование, дата и номер документа)  
 в процессе осмотра ВЛ 110 кВ № 109 «Бабаюрт-Кизляр» выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) пр №24-137,158-164	16,5 км	Замена существующего провода АС-120, АС-95 на провод АС-150 между участ. опр №24-137,158-164	2023-2025г.
3	Поперечные трещины >0,6/0,3мм вся стойка пр№24-53,63-130,158-161	101шт.	Заменить на одноствоечные ж/б опоры 110 кВ типа ПБ-110	2023-2025г.
4	Разрушение , потеря несущей способности в промежуточных ж/б опорах №54-62, 131,132,133, 134,135,136, ,162,163,164	18шт.	Заменить на одноствоечные ж/б опоры 110 кВ типа ПБ-110	2023-2025г.
5	Загрязнение изоляции (стойкое) пр№24-53, 63-130, 137, 158-164 Загрязнение (нестойкое удаляемое) № 54-62, 131-136, 162-164	2934шт	Замена изоляторов пр №24-137,158-164	2023-2025г..
6	Наличие под проводами дерев./куст. h> 4мв пр №196-215	19 прол(9,8га)	Расширение просеки в прол.№ 196-215	2023-2025г.
7	Сквозное корроз.поражение мет.элементов оп№137	1шт	Заменить на металлическую анкерную опору	2023-2025г.

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии

Председатель комиссии: Начальник ПУ СЭС  Магомедов М.Г.  
 Члены комиссии:  
 Гл. инженер ПУ СЭС  Байрамов Б.С.  
 Нач. ВЭС ПУ СЭС  Абдурахманов Ш.Д.

Организация \_\_\_\_\_ АО «Дагестанская сетевая компания» \_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_  
 (наименование организации)  
 ПУ Дербентские электрические сети \_\_\_\_\_  
 (структурное подразделение)

Код

Номер документа	Дата составления

**АКТ**  
**о выявленных дефектах объектов основных средств**  
**(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110 кВ Касумкент –Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) инв № 31001008

Местонахождение объекта основных средств: **Курахский район**

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_ Распоряжение №30 От 25.06 2019г \_\_\_\_\_  
 (наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра \_\_\_\_\_ **ВЛ 110 кВ Касумкент –Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)**

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	2	3	4	5
1	Линия выполнена на металлических опорах с габаритами 35 кВ	149 шт	Заменить на металлические опоры 110 кВ	
	Ж/б опоры в габаритах 35 кВ	129 шт.	Заменить на одноствоечные ж/б опоры 110 кВ	
2	Провод АС-50, АС-70 физически изношен по всей линии, эксплуатируется более 40 лет	47,0 км по трассе	Заменить на провод большего сечения	
3	Изоляция по всей линии фарфоровая	3321 шт.	Заменить на стеклянные изоляторы	
4	Отсутствует грозотрос на линии	38,1 км	Смонтировать грозотрос сечением 50 мм <sup>2</sup> с антикоррозийным исполнением, за исключением гололедных участков опор №13-55 (7,4 км), 80-148 (11,5 км)	

2. Для устранения выявленных дефектов необходима реконструкция линии.

Председатель комиссии Начальник ПУ ДЭС \_\_\_\_\_ Эффендиев Ф.Ф..

Члены комиссии:

Гл. инженер ПУ ДЭС \_\_\_\_\_ Керемов Г.М.  
 Нач.СВВЭЛ ПУ ДЭС \_\_\_\_\_ Карибов Р.А..

Согласовано:

Председатель комиссии:

Первый зам. упр. директора \_\_\_\_\_ Алижанов Х.Д.

Зам. председателя комиссии:

Зам. гл. инженера \_\_\_\_\_ Гаджиев Г.И.

Члены комиссии:

Нач. СЛЭП \_\_\_\_\_ Дандамаев М.С.

Инженер СЛЭП \_\_\_\_\_ Абдуллаев М.К.

Начальник ПУ ДЭС  
 Эфендиев Ф.Ф.  
 «30» 08 2019г.

**Акт № 191/2019**  
 технического освидетельствования  
 ВЛ 110кВ Касумкент-Курах с отпайкой ПС Капир (ВЛ-110-191).

Комиссия, организованная в соответствии с распоряжением по ПУ Дербентские электросети от «25» июня 2019 г. № 30 в составе:

Председатель комиссии: Главный инженер Керемов Г.М  
 Члены комиссии:

1. Начальник ПТС Лукманов К.А.
2. Начальник СЛЭП Карибов Р.А.
3. Инспектор ТЭ и ПБ Султанова Л.А.
4. Инспектор КУ Ростехнадзора по РД Юсупов С.Р.

провела в период с 28 по 29 августа 2019г. внеплановое техническое освидетельствование объекта: ВЛ-110-191

Обоснование для проведения технического освидетельствования:

Окончание нормативного срока службы и технологические нарушения в работе ВЛ

Данные по электроустановке:

- протяженность – 47,0км
- дата строительства – 1968г.
- дата последнего капремонта – 2011г.
- преобладающее сечение провода – АС-50,70,95;
- материал и кол-во опор – пром. ж/б- 129 шт.  
 – пром.мет.- 87 шт.; анкерные ,анкерно-угловые метал.-62шт.
- изоляторы – ПФ 6, П-4,5.

При техническом освидетельствовании проверено техническое состояние электроустановки, наличие паспортов и их ведение, документация по ремонту и техническому обслуживанию, проверено выполнение предписаний надзорных органов и выявлены следующие замечания, по которым намечены мероприятия по устранению.

Комиссия считает, что электроустановка

ВЛ 110кВ Касумкент-Курах с отпайкой ПС Капир (ВЛ-110-191)

(диспетчерское обозначение)

находится в удовлетворительном состоянии.

Заключение:

разрешается дальнейшая эксплуатация ВЛ -110-191

при условии устранения в срок замечаний указанных в акте.

Срок следующего технического освидетельствования “ 29 ” 08 2022г.

Мероприятия по устранению замечаний технического освидетельствования

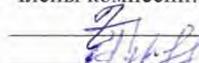
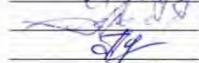
№ п/п	Выявленные дефекты	Мероприятия по устранению	Срок исполнения	Ответственный за исполнение
1	Линия выполнена на металлических опорах с габаритами 35кВ - 149шт	Включить в инвест. программу АО ДСК для реконструкции с учётом необходимости: -замены на металлические опоры 110 кВ -замены на одностоечные ж/б опоры 110кВ -Замены на провод	2020г.	ПУ ДЭС
2	Ж/б поры в габаритах 35кВ -129 шт			
3	Провод АС-50,АС-70 физически изношен по всей линии, эксплуатируется более 40 лет – 47,0 км по трассе.			
4.	Изоляция по всей линии			

	фарфоровая -3321 шт	большого сечения		
5	Отсутствует грозотросс на линии – 38,1 км	-замены на стеклянные изоляторы -монтажа грозотросса сечением 50мм <sup>2</sup> с антикоррозийным исполнением за исключением гололёдных участков опор №13-55(7,4км),80-148(11,5км)		

Акт храниться в паспорте электроустановки.

Результаты технического освидетельствования занести в технический паспорт

Члены комиссии:

 Керемов Г.М.  
 Лукманов К.А.  
 Карибов Р.А.  
 Султанов Л.А.  
 Юсупов С.Р.

Организация АО «Дагестанская сетевая компания» по ОКПО 

Код

  
(наименование организации)  
ПУ ЦЭС  
(структурное подразделение)

**АКТ**

Номер документа	Дата составления
<b>7</b>	<b>08.06.19г</b>

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № № 125 « ПС КТЭЦ –Махачкала -330. »  
 ив № 000240

Местонахождение объекта основных средств:

1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_,  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110кВ № 125 « КТЭЦ. – Махачкала330» ив № 000240

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	Загрязнение (стойкое) изоляции № № 1-33	1230 шт.	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е	2020-2025гг.
2	Разрушение потеря несущей способ-ти № 1,3,5,9,19,21	6 оп.	Замена металлических опор типа «Рюмка» на анкерные опоры типа У-110-1	2020-2025гг.
3	Сквозное корроз. поражение метал. элементов № 14,16	2 оп.	Заменить на анкерные опоры типа У-110-1 или на многогранные	2020-2025гг.
4	Кор.износ несущих метал.элементов >20% № 22,25	2 оп.	Замена металлических опор на опоры типа У-110-1	2020-2025гг.
5	Наличие оборванных/перегоревших проводов (провод) в пролетах опор № 1-33	6,8 км.	Заменить провод АС-120 - 2,0 км. и АС-150	2020-2025гг.
6	Наличие оборванных/перегоревших проводов (грозотрос) в пролетах опор № 1-5,9-16,67-70	3,1 км	Заменить грозозащит.трос ПС-50 на С-50-	2020-2025гг
7	Отсутствует грозозащитный трос в пр.оп.№ 5-9,16-67	8,4км.	Монтировать грозозащитный трос С-50в пр.оп.№ 5-9,16-67	
8	Продольные трещины >0,3мм(>2 в 1-м сеч.<3м) № 2, 4,6,10,12, 13,27,33	8оп.	Замена ж/бет. опоры типа ПБ-110-1 на ж/б стойкая типа СК-23 или многогранные	2020-2025гг.
9	Разрушение потеря несущей способности № 7,8,23,24,35,36	6оп.	Замена ж/бет. опоры типа ПБ-110-1 на ж/б стойкая типа СК-23 или многогранные	2020-2025гг
10	Оголение попереч.арматуры (1,5-2 мм вдоль опоры)№ 11,17,18,20	4оп.	Замена ж/бет. опоры типа ПБ-110-1 на ж/б стойкая типа СК-23 или многогранные	2020-2025гг

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо включить в план реконструкции на 2020-2025гг.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.Х.,  
 Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,,  
 Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

Организация	АО «Дагестанская сетевая компания» (наименование организации) ПУ ЦЭС (структурное подразделение)	по ОКПО	Код

АКТ	Номер документа <b>11</b>	Дата составления <b>23.07.19г</b>
-----	------------------------------	--------------------------------------

**о выявленных дефектах объектов основных средств  
(дефектная ведомость)**

Наименование объекта основных средств (инвентарный номер) ВЛ 110кВ № №126 « ПС КТЭЦ –Махачкала -330. » ив № 000244

Местонахождение объекта основных средств:

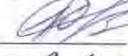
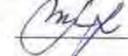
1. Комиссия, утвержденная \_\_\_\_\_  
(наименование, дата и номер документа)

в процессе осмотра ВЛ 110кВ № 126 « КТЭЦ. –Махачкала330» ив № 000244

выявила следующие дефекты и повреждения:

№ п/п	Выявленные дефекты и повреждения	Объем дефектов и повреждений	Работы необходимые для устранения дефектов и повреждений	Сроки устранения
1	Загрязнение (стойкое) изоляции № № 1-8, 11, 14, 16, 17, 21, 22. Загрязнение (нестойкое удаляемое) № 9,10,12,13,15,18,19,20	858 шт.	Замена дефектных изоляторов на ПСД 70Е	2020-2025гг.
2	Продольная трещина > 0,3мм.(>2 в 1-м сеч.,<3м).№ 2,4,6	3 оп.	Замена П-образных ж/б опор на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23. или многогранные	2020-2025гг.
3	Разрушение,потеря несущей способности.№ 9,10,12,13,15,18,19,20	8 оп.	Замена П-образных металлических грубчатых опор на ж/бетонные опоры типа ПБ-110-1, на ж/б стойках типа СК-23. или многогранные	2020-2025гг.
4	Наличие оборванных/перегоревших проволок (грозотрос) в пролетах опор № 1-22	2,5 км.	Заменить грозозащитный трос ПС-50 на С-50 – 2,5 км.	2020-2025гг.
5	Наличие оборванных/перегоревших проволок (провод) в пролетах опор № 1-22	2,5 км.	Заменить медный провод М-70 на АС-150 - 2,5 км.	2020-2025гг.
6	Сквазное корроз.порожение мет.элементов № 7,8,11,14,16,17,21	7оп.	Заменить на анкерные опоры типа У-110-1 или на многогранные	2020-2025гг.
7	Трещины в сварочных швах № 1,3,5,22	4оп.	Оп.№ 1,3,5- заменить на анкерные опоры типа У-110-1 или на многогранные Оп.№ 22 - заменить на опору типа УС-110-3.	

2. Для устранения выявленных дефектов необходимо включить в план реконструкции на 2020-2025гг.

Председатель комиссии: Начальник ПУ ЦЭС  Абдурашидов М.Х.,  
Члены комиссии: Гл. инженер ПУ ЦЭС  Омаров К.Ш.,  
Нач. СВЭЛ ПУ ЦЭС  Гасанов Г.Г.

АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Северные электрические сети

*ТЭС ЭТО ФЭТ*

на технологическую систему  
ПС 110/10 кв «Куруш»

Составлен 30.07.2018 г.

Главный инженер Байрамов В. С.

Лицо, ответственное за состояние и безопасную эксплуатацию системы (оборудования):

Начальник службы подстанций Абакардибилов Н.М.

Зам. начальника службы подстанций Абакардибилов М. Н.

***Председатель комиссии:***

Главный инженер ПУ СЭС Байрамов В. С.

***Члены комиссии:***

Начальник СПС

Абакардибилов Н.М.

Начальник МСРЗАИ

Сулейманов С. Н.

Начальник МС СДТУ

Калиев А. А.

Инспектор СПБ и ПК по ТЭ и ПБ

Османов О.М.

Представитель Ростехнадзора

Юсупов С.Р.



№ п/п	Наименование оборудования и элементов включенных в технологическую систему, основные технические характеристики и тип	Лист чертежа обозначение	Заводской номер
1	2	3	4
<b>Технологические системы электрических сетей</b>			
№ п/п	<b>Распределительные устройства подстанций</b>		
1.	К-10-УТ-10 шт. 1972 г.		
2.	<b>Силовые трансформаторы</b>		
3.	ТМТ -5600/110,35/10 кВ.	Т-1	43297
4.	ТМТН-6300/110/10 кВ.	Т-2	124976
5.	<b>Коммутационное оборудование</b>		
6.	ВМП-10	В-10-Т-1	5874
7.	ВМП-10	В-10-Т-2	5845
8.	ВМП-10	СВ-10	1112
9.	ВМП-10	В-1	-
10.	ВМП-10	В-5	3562
11.	ВМП-10	В-7	2083
12.	ВМП-10	В-9	2199
13.	ВМП-10	В-12	2198
14.	ВМП-10	В-13	3598
15.	ВМП-10	В-16	-
16.	<b>Оборудование системы шин</b>		
17.	ОД-110	ОД-110-Т-1	
18.	ОД-110	ОД-110-Т-2	-
19.	КЗ-110	КЗ-110-Т-1	
20.	КЗ-110	КЗ-110-Т-2	
21.	ТФНД-110	ТТ-110-Т-1	
22.	ТФНД-110	ТТ-110-Т-2	
23.	Разъединитель - СОНК-110	ЛР-139	
24.	Разъединитель - СОНК-110	ЛР-208	
25.	Разъединитель - СОНК-110	Р-110-Т-1	
26.	Разъединитель - СОНК-110	Р-110-Т-2	
27.	Система питания осветительных тучек.		
28.	ТМ-63/10	ТСН-2	
29.	ТМ-63/10	ТСН-1	
30.	<b>Строительные конструкции</b>		
31.	<b>Кабельные каналы</b>	ОРУ-110	
32.	Металлический портал шинный (УСО под оборудованием)	ОРУ-110	
33.	Маслопроники	Т-31	
34.	Ограждение	ОРУ-110/10	
35.	<b>Устройства связи и телемеханики</b>		
36.	В/ч западагтель	ВЗ-1250-4шт	
37.	Кондесатор в/ч связи	КС-110-4шт	
38.	Фильтр присоединения	ФЛ-4шт	
<b>Состояние заземляющих устройств:</b>			
	Дата вскрытия	Дата измерения	Результат



**АКТ**  
**Технического освидетельствования энергообъекта**  
от 27.07.2018 г. года  
Комиссия, организованная в соответствии с указанием №35 от 26.06.2018 г. по ПУ Северным электрическим сетям, провела техническое освидетельствование технологической системы: **ПС 110/10 кВ «Куруш»**  
**Результаты текущего освидетельствования:**

Оборудование	Оценка состояния	Краткое содержание результатов освидетельствования и дата следующего освидетельствования	Установление сроков и условий эксплуатации	Определены необходимые меры для обеспечения устойчивой работы оборудования
2	3		4	5
1 ТМТТ-5600/110/10 кВ.	удовлетворительно	Ухудшение качественных характеристик Т-1 отсутствует РПН. Старение бумажной изоляции не-яв. долгот. эксплуатации с 1962 года.		Замена Т-1
2 ТМТН-6300/110/10 кВ.	удовлетворительно			
<b>Коммутационное оборудование</b>				
3 ВМТ-10 – количество 10 штук.	удовлетворительно	Низкая надежность КРУН-10 типа К-10У1, моральный и физический износ ячеек и выключателей ВМТ-10. Количество 10 штук.		Замена ячеек КРУН-10 типа К-10У1. Замена выключателей 10кВ на вакуумный выключатель ВВТЛ-10-1000 Количество 10 штук
<b>Оборудование силовых шин</b>				
4 ОД-110-2шт	удовлетворительно	Низкая надежность ОД-110,КЗ-110, моральный и физический износ.		Замена ОДКЭ-110 на электровый выключатель ВТ-110. Количество 2 шт
5 КЗ-110-2шт	удовлетворительно			
6 ТФНД-110	удовлетворительно	Длительный срок эксплуатации трансформаторов тока ТФНД-110 (49 лет). Низкая ремонтопригодность.		Замена ТФНД-110 на электровые трансформаторы тока типа ТОГ-Ф-110. Количество 6 штук.
7 СОНК-110-4 шт.	удовлетворительно	Отсутствие запасных деталей для ремонта СОНК-110, моральный и физический износ.		Замена СОНК-110 на разрядники типа РПН-2-110/1000. Количество 4 штуки.
<b>Система питания собственных нужд</b>				
8 ТУ-КЗ 1/0	удовлетворительно			
9 ТУ-КЗ 1/0	удовлетворительно			
<b>Строительные конструкции</b>				
10 Кабелиные каналы	удовлетворительно			
11 Металлический портал шинный (УСО под оборудованием)	удовлетворительно	Железобетонные конструкции под оборудованием необходимо частично отремонтировать. Покрыто коррозией металлоконструкция порталов 110		Железобетонные конструкции под оборудованием необходимо частично отремонтировать. Покрыто коррозией металлоконструкция порталов 110 покрывать оцинковкой.
12 Маслоприсосник	удовлетворительно			
13 Отражение	удовлетворительно			
<b>Устройство связи и тепломеханики</b>				
14 ВЧЗ-110-4 шт	удовлетворительно			
15 КС-4 шт	удовлетворительно			
16 ФНД-1шт	удовлетворительно			

**М Е Р О П Р И Я Т И Я**  
**по устранению замечаний технического обслуживания по ПС 110/10 кВ «Куруш»**

№ п/п	Выявленные замечания	Мероприятия по устранению	Ответственный исполнитель	Срок устранения
1	Трансформатор Т-1 1962 года, ухудшение изоляционных характеристик в связи с длительным сроком эксплуатации, старение бумажной изоляции, отсутствует РПН.	Замена Т-1	АО «ДСК»	2022
2	Низкая надежность ОД-10,КЗ-110, моральный и физический износ.	Замена ОД-КЗ-110 Т-1, Т-2 на элегазовые выключатели типа ВТГ-110.	АО «ДСК»	2022
3	Ремонтно не пригодность выключателей ВМГ-10, отсутствие запчастей, моральный и физический износ ячеек К-10У1 и выключателей ВМГ-10	Замена ячеек КРУН-10 типа К-10У1. Замена выключателей 10кВ на вакуумный выключатель ВВ/ТЕЛ-10-1000 Количество 10 штук	АО «ДСК»	2022
4	Длительный срок эксплуатации трансформаторов тока ФНД-110 (49 лет). Низкая ремонтпригодность.	Замена ФНД-110 на элегазовые трансформаторы тока типа ТОГФ-110. Количество 6 штук.	АО «ДСК»	2022
5	Отсутствие запасных деталей для ремонта SONK-110, моральный и физический износ.	Замена SONK-110 на разъединители типа РН-2-110/1000. Количество 4 штуки.	АО «ДСК»	2022
6	Железобетонные конструкции под оборудованием необходимо частично отремонтировать. Покрыто коррозионной металлоконструкция порталов 110	Железобетонные конструкции под оборудованием необходимо частично отремонтировать. Покрыто коррозионной металлоконструкция порталов 110 покрасить оцинковкой.	АО «ДСК»	2022

Комиссия считает, что ПС 110/10 кВ «Куруш» находится в удовлетворительном состоянии.

*(подпись, инициалы)*

Дальнейшая эксплуатация ПС 110/10 кВ «Куруш» разрешается до 07.2023 г.

Срок следующего технического обслуживания 07.2023 г. при условии устранения замечаний в установленные сроки.

**Председатель комиссии:**

Главный инженер ПУ СЭС

**Члены комиссии:**

Начальник СПС  
Начальник МСРЗАИ  
Начальник МС СДУ  
Инспектор СПБ и ПК по ТЭ и ПБ  
Представитель Ростехнадзора

Абакардибиров Н.М.  
Сулейманов С. Н.  
Калиев А. А.  
Османов О.М.  
Юсупов С.Р.




АО «Дагестанская сетевая компания»  
ПУ Северные электрические сети

**ТЯ СТО ФТЦ**

на технологическую систему  
ПС 110/35/6 кВ «Чиркей ППП»

Составлен 31.08.2018 г.

Главный инженер Байрамов Б. С.  
Лито, ответственное за состояние и безопасную эксплуатацию системы (оборудования):  
Начальник службы подстанций Абакардибиров Н.М.  
Зам. начальника службы подстанций Абакардибиров М. Н.

**Председатель комиссии:**

Главный инженер ПУ СЭС Байрамов Б. С.

**Члены комиссии:**

Начальник СПС	Абакардибиров Н.М.
Начальник МСРЗАИ	Сулейманов С. Н.
Начальник МС СДТУ	Калиев А. А.
Инспектор СПБ и ПК по ТЭ и ПБ	Османов О.М.
Представитель Ростехнадзора	Юсупов С.Р.

№ п/п	Наименование оборудования и элементов включенных в технологическую систему, основные технические характеристики и тип	2		Заводской номер
		Технологические системы электрических сетей		
1				
Распределительные устройства подстанций				
К-3-196бг				
1.				
2.	Рядовые трансформаторы			
3.	ТДПН-10000/110,35/6 кВ	Т-1		745
4.	ТДПН-16000/110,35/6 кВ	Т-2		7265
5.	ТМПУ-16000/10 Ж У1 (плавка голландца)	Т-3		28646
6.	Коммутационное оборудование			
7.	МКП-110 Б /630 У1	СВ-110		6910
8.	МКП-110 Б /630 У1	В-117		6909
9.	МКП-110 Б /630 У1	В-138		11426
10.	МКП-110 Б/630 У1	В-170		10721
11.	МКП-110 Б/1000 У1	В-110-Т-2		3284
12.	МКП-110 Б/630 У1	В-110-Т-1		6927
13.	ВБ-110-40/2500 У1	ОВ-110		104
14.	ВБ-110-40/2500 У1	В-164		105
15.	ВМД-35	6и1		1805
16.	С-35-М	2и1		Б/Н
17.	С-35-М	В-35-Т-1		3645
18.	С-35-М	В-35-Т-2		Б/Н
19.	ВБ-91-35-III-25/630 УХЛП	СВ-35		Б/Н
20.	ВМП-10	СВ-6		Б/Н
21.	ВМП-10	В-6-Т-1		Б/Н
22.	ВМП-10	В-6-Т-2		2261
23.	ВМП-133	В-1		Б/Н
24.	ВМП-10	В-2 (плавка голландца)		Б/Н
25.	ВМП-133	В-7		Б/Н
26.	ВМП-133	В-8		Б/Н
27.	ВМП-133	В-5		Б/Н
28.	ВМП-133	В-6		Б/Н
29.	ВМП-133	В-13 (плавка голландца)		Б/Н
30.	ВМП-133	В-16		Б/Н
31.	ВМП-10	В-18		Б/Н
32.	ВМП-10	В-19		Б/Н
33.	Оборудование системы шин			
34.	ТФЭМ-110	ТТ-Д-117		Б/Н
35.	ТФЭМ-110	ТТ-Д-170		Б/Н
36.	ТФЭМ-35	ТТ-35-Т-1		Б/Н

37.	ТОЭМ-35	ГЭ-35-1-2	Б/Н	
38.	НКФ-110	ТН-1-110	Б/Н	
39.	НКФ-110	ТН-2-110	Б/Н	
40.	ЗНОМ-35	ТН-1-35	Б/Н	
41.	ЗНОМ-35	ТН-2-35	Б/Н	
42.	НПММ-6	ТН-1-6	Б/Н	
43.	НПММ-6	ТН-2-6	Б/Н	
44.	РНДЗ-110 – 21 шт.	-	-	
45.	РНДЗ-35 – 12 шт.	-	-	
46.	Система питания собственных нужд	-	-	
47.	ТМ-200/6	ТСН-1	Б/Н	
48.	ТМ-200/6	ТСН-2	Б/Н	
49.	<b>Строительные конструкции</b>			
50.	Кабельные каналы	ОРУ-110кВ	-	
51.	Кабельные каналы	ОРУ-35кВ	-	
52.	Металлический перилаг шпильки (УСО под оборудованием)	ОРУ-110/35/6кВ	-	
53.	Ограждение	ОРУ-110/35/6кВ	-	
54.	Маслоприемник	ОРУ-110кВ	-	
55.	<b>Устройства связи и телемеханики</b>			
56.	Вч. зарядитель	ВЗ-1250, ВЗ-630		
57.	Конденсатор вч связи	СМН-110/3-6-4 У1 СМР-66/3-4-4 У1		
58.	Фидер присоединения	ФН-РС		

**Состояние заземляющих устройств:**

29.03.2007г.	Дата вскрытия	29.03.2007г.	Дата измерения	Результат
				Сопоставление контакта заземления выявлен.



**АКТ**  
**Технического освидетельствования энергообъекта**  
от 30.08.2018 г. года  
Комиссия, организованная в соответствии с указанием №35 от 26.06.2018 г. по ЦУ Северным электрическим сетям, провела техническое освидетельствование  
технологической системы: **ПС 110/35/6 кВ «Ирисей ПШ»**  
**Результаты технического освидетельствования:**

2	3	4	5	
Оборудование	Оценка состояния	Краткое содержание результатов освидетельствования и дата следующего освидетельствования	Установление сроков и условий эксплуатации	Определение необходимости для обеспечения установ.ресурса дл.установки
<b>2</b>				
<b>Рабочие трансформаторы</b>				
ТДПН-10000/110/35/6 кВ.	удовлетворительно	Т-1 РПН-не исправлен. Т-1 не соответствует уровню изоляции нормативным требованиям. В режиме Н-1 перергуз при нагрузке годового на 41%. Силовой трансформатор Т-1-10 МВА имеет устойчивую тенденцию к снижению основной изоляции обмоток ВН, СН, НН из-за длительного срока эксплуатации (53года)	Замена Т-1	Замена Т-1
2	ТДПН-16000/110,35/6 кВ.	удовлетворительно		
3	ТМПН-16000/10 Ж У1 (шкава годолада)	удовлетворительно	1976 года выпуска.	Замена Т-3
<b>Капиллярные оборудование</b>				
4	МКП-110 Б /630 У1	удовлетворительно	Низкая надежность МКП-110 из-за износа дугогасительных камер, контактов, привода, моральной и физической износа. Выключатели МКП-110 – (6шт). Крайне низкая ремонтопригодность, из-за отсутствия запчастей.	Замена на выключатели 110 кВ, типа ВЭБ-110 в количестве 6 шт.
5	МКП-110 Б /630 У1	удовлетворительно		
6	МКП-110 Б /1000 У1	удовлетворительно		
7	МКП-110 Б/630 У1	удовлетворительно		
8	МКП-110 Б/630 У1	удовлетворительно		
9	МКП-110 Б/630 У1	удовлетворительно		
10	ВБ-110-40/2500 У1	удовлетворительно		
11	ВБ-110-40/2500 У1	удовлетворительно		
12	ВМД-35	удовлетворительно	Выключатель ВМД-35 С-35 М, ВРСГ-35 (5шт) морально и физический износ. Низкая ремонтопригодность из-за сдвига с провалом и отсутствия запчастей.	Замена на выключатели 35 кВ, типа ВВСТ-35 в количестве 5 шт.
13	С-35-М-3 шт	удовлетворительно		
14	ВБСТ-35-III-25/630 УХЛП	удовлетворительно		
15	ВМП-133 -7шт	удовлетворительно	Ремонтно непригодность КРУ-6 и выключателей ВМП-133, ВМП-6, ВМП-10. Отсутствие запчастей, ремонтно непригодность из-за длительной эксплуатации.	Замена вышек КРУ-6 кВ и замена выключателей 6кВ в количестве 13 шт на вакуумные выключатели типа ВВ/ТЛ-10-1000.
16	ВМП-6-4шт	удовлетворительно		
17	ВМП-10-2шт	удовлетворительно		
<b>Оборудование системы шин</b>				
18	ТФЗМ-110-9 шт фазы (А,В,С)	удовлетворительно		
19	НЗГН-110-6 шт фазы (А,В,С)	удовлетворительно		

20	ЭНОМ-35-6шт фазы (А,В,С)	Удовлетворительно	Эксплуатация (53года), низкая ремонтопригодность.		
21	НПМН-6-2 шт	Удовлетворительно			
	РДНДЗ-110 – 21 шт.	Удовлетворительно	РДНДЗ-110 – (21шт) – алюминиевые ножки и опорные изоляторы ОИС-110 сняты с производства, низкая ремонтопригодность.		Замена Разъемных клемм 110 кВ при реконструкции. (23 шт.)
22	РНДЗ-35 – 12 шт	Удовлетворительно	Ремонтопригодность.		
23			РДНДЗ-35 – (12шт) – алюминиевые ножки и опорные изоляторы ОИС-35 сняты с производства, низкая ремонтопригодность.		Замена Разъемных клемм 35 кВ при реконструкции. (12 шт.).
24	РВС-110-18 шт	Удовлетворительно	РВС-110 (18шт) длительный срок эксплуатации (53года), срок службы 20 лет		Замена РВС-110
25	РВС-35-6 шт	Удовлетворительно	РВС-35 (6шт) длительный срок эксплуатации (53года), срок службы 20 лет		Замена РВС-35
26	<i>Счетчики питания собственных нужд</i>				
	ТМ-200/6				
	ТМ-200/6	Удовлетворительно	ТСН-1, ТСН-2 типа ТМ-200/6 импортного производства, длительный срок эксплуатации, низкая ремонтопригодность из-за отсутствия запчастей, частей.		Замена ТСН-1 ТМ-200/6, Замена ТСН-2 ТМ-200/6.
27	ВЧЗ-110	Удовлетворительно			
28	СМП-110/3-6-4 У1	Удовлетворительно			
29	СМР-66/3-4-4 У1	Удовлетворительно			
	<b>Средства защиты конструкции</b>				
27	Кабельные каналы	Не удовлетворительно	Кабельные каналы ОРУ - 110 и ОРУ-35 – плиты перекрытия типа П-1, в результате длительной эксплуатации имеют многочисленные изломы трещины		Требуется замена плит перекрытия
28	Оржукселине	Не удовлетворительно	Отряд ПС металлургическая с сеткой, повреждена длительной коррозией вазколя.		Оржукселине ПС выпалить, стального исполнения по сообразившим требованиям.
29	Маслоприсоски	Удовлетворительно			
30	Металлический портал шиный (УСО под оборудованием)	Удовлетворительно	Железобетонные конструкции под оборудованием необходимо частично отремонтировать. Покрыто коррозией металлоконструкция порталов 110 и 35 кВ.		Железобетонные конструкции под оборудованием необходимо частично отремонтировать. Металлическую конструкцию порталов 110 и 35 кВ покрасить олимоксой.



**М Е Р О П Р И Я Т И Я**  
**по устранению замечаний технического обслуживания,**  
**по ПС 110/35/6 кВ «Чиркей ГПП»**

№ п/п	Выявленные замечания	Мероприятия по устранению	Ответственный исполнитель	Срок устранения
1	Т-1 ПН-не исправлен. Т-1 несоответствие уровня изоляции нормативным требованиям. В режиме Н-1 перегруз при плавке гололеда на 41%. Силовой трансформатор Т-1-10 МВА имеет устойчивую тенденцию к снижению основной изоляции обмоток ВН, СН, НН из-за длительного срока эксплуатации (53года)	Замена Т-1	АО «ДСК»	2023
2	Низкая надежность МКП-110 из-за износа дуготкастных камер, контактов, приводов, моральный и физический износ. Выключатели МКП-110 – (6шт). Крайне низкая ремонтпригодность, из-за отсутствия запасных частей.	Замена МКП-110 (В-110-Т-1,В-110-Т-2, В-138,СВ-110В-117,В-170, на типа ВЭБ-1110 в количестве 6 шт.	АО «ДСК»	2023
3	Ремонтно непригодность КРУ-6 и выключателей ВМП-133, ВМП-6, ВМП-10. Отсутствие запчастей, ремонтно непригодность из-за длительной эксплуатации.	Замена ячеек КРУ-6 кВ и замена выключателей 6кВ в количестве 13 шт на вакуумные выключатели типа ВВТЛ-10-1000.	АО «ДСК»	2023
4	Выключатель ВМП-35,С-35 М ВБЭТ-35 морально и физический износ. Низкая ремонтпригодность из-за снятия с производства и отсутствия запасных частей.	Замена Выключателей В-6ц, В-2ц, СВ-35, В-35-Т-1, В-35-Т-2, при реконструкции на типа ВВСТ-35 в количестве 5 шт.	АО «ДСК»	2023
5	РНЦ-110 – (23шт) – алюминиевые ножи и опорные изоляторы ОНС-110 сняты с производства, низкая ремонтпригодность.	Замена Разъединителей 110 кВ при реконструкции. (23 шт).	АО «ДСК»	2023
6	РНЦ-35 – (12шт) – алюминиевые ножи и опорные изоляторы ОНС-35 сняты с производства, низкая ремонтпригодность.	Замена Разъединителей 35 кВ при реконструкции. (12 шт).	АО «ДСК»	2023
7	ТСН-1, ТСН-2 типа ТМ-200/6 импортного производства, длительный срок эксплуатации, низкая ремонтпригодность, из-за отсутствия запасных частей.	Замена ТСН-1 ТМ-200/6, Замена ТСН-2 ТМ-200/6.	АО «ДСК»	2023
8	РВС-110 (18шт) длительный срок эксплуатации (53года), срок службы 20 лет	Замена РВС-110	АО «ДСК»	2023
9	РВС-35 (6шт) длительный срок эксплуатации (53года), срок службы 20 лет		АО «ДСК»	2023
10	НСФ-110 длительный срок эксплуатации (53года), низкая ремонтпригодность.	Замена НСФ-110	АО «ДСК»	2023



**АКТ № 1339/1**  
**РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН АВАРИИ,**  
**ПРОИЗОШЕДШЕЙ 12.12.2018 года**

**1. Общие сведения**

**1.1. Организация (филиал, обособленное структурное подразделение)**

Наименование организации	Субъект
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС	05
Филиал ПАО «РусГидро»-«Дагестанский филиал»	05
АО «Дагестанская сетевая компания»	05

**1.2. Дата и время возникновения аварии**

12.12.2018 г., 07 часов 52 минут (местного),  
 12.12.2018 г., 07 часов 52 минут (московского)

**1.3. Учетные признаки аварии**

Код	Содержание учетного признака	Организация
1.9.2	Отключение генерирующего оборудования или объекта электросетевого хозяйства, приводящее к снижению надежности ЕЭС России или технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, при возникновении следующего события: выделение энергорайона, включающего в себя электростанцию (электростанции) установленной мощностью 25 МВт и более (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России или технологически изолированной территориальной энергосистемой) с переходом на изолированную от ЕЭС России или технологически изолированной территориальной энергосистемы работу, за исключением случаев успешного повторного включения в работу линий электропередачи или электротехнического оборудования действием устройств автоматического повторного включения	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
2.3	Повреждение объекта электросетевого хозяйства (высший класс напряжения 6 кВ и выше) в электрических сетях или на электростанции, а также отключение такого объекта действием автоматических защитных устройств или оперативным персоналом вследствие недопустимых отклонений технологических параметров или ошибочных действий оперативного персонала, в том числе вызвавшее обесточивание резервных трансформаторов собственных нужд атомной электростанции	АО «Дагестанская сетевая компания»

**1.4. Классификация видов оборудования и устройств**

Код	Наименование вида оборудования (устройств)	Организация
3.3.10	Линии электропередачи 110 кВ и выше	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС, АО «Дагестанская сетевая компания»

### 1.5. Классификационные признаки причин аварии

Код	Наименование организационной причины аварии	Организация
3.4.7.3	Несвоевременное выявление и устранение дефектов	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.4.13.1	Недостатки проекта	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
Код	Наименование технической причины повреждений оборудования	Организация
4.13	Нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС, АО «Дагестанская сетевая компания»

### 1.6. Дата и время ликвидации аварийного режима

12.12.2018 г., 08 часов 36 минут (местного),  
12.12.2018 г., 08 часов 36 минут (московского)

## 2. Описательный блок

### 2.1. Описание состояния и режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок до возникновения аварии:

В ремонте, выведены из работы:

#### ПС 110 кВ Буйнакск-1:

- Отключена ВЛ 110 кВ Артем – Буйнакск-1 (В-204 не управляется - сгорела катушка отключения).

#### ПС 330 кВ Чирюрт:

- ПРД АНКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №1 (ВЛ-110-161) (выведен по АВ заявке №8621\5077 в аварийный ремонт для выяснения и устранения причины возникновения сигнализации неисправности ПРМ АКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №1 (ВЛ-110-161) на Миатлинской ГЭС).

#### Гоцатлинская ГЭС:

- Г-1, Г-2 (вынужденный простой Г-1, Г-2 на время производства работ по выявлению и устранению причин увеличения фильтрационных выходов на правобережном участке отводящего канала на полке отм. 597,00 заявка до 31.01.2019, АГ - В3);

#### Гунибская ГЭС:

- Г-1, Г-2, Г-3 (вынужденный простой на время производства работ по реконструкции водосброса, АГ - В3);

#### Гергебильская ГЭС:

- Г-1, Г-2 (капитальный ремонт, АГ – ВЗ);

#### **ПС 330 кВ Дербент:**

- БСК-1 (производство работ по монтажу КБ-1 по договору №ЭС120 "Реконструкция ПС 330 кВ Дербент замена оборудования», АГ - ВЗ);
- КБ-2 (вывод в ремонт КБ-2Б в связи с отсутствием конденсаторных банок, АГ - ВЗ);
- ПРМ АКАП 340 кГц ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская) (поиск и устранение неисправности канала ПА АКАП 340 кГц ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская), (АГ - ВЗ).

#### **ПС 110 кВ Сулак:**

- ПРМ АКА 510 кГц ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) (устранение неисправности, АГ - ВЗ).

#### **Состояние транзитов 110 кВ:**

- Разрыв по транзиту 110 кВ Затеречная – Кочубей – Тарумовка – Кизляр-2 на ШОВ-110 ПС 110 кВ Кочубей и В-114 ПС 110 кВ Кизляр-2 в соответствии с нормальной схемой;
- Разрыв по транзиту 110 кВ Лиман – Джильгита – Артезиан-2 – Кочубей – Кизляр-2 на ШОВ-110 ПС 110 кВ Артезиан -2 и ШОВ-110 ПС 110 кВ Кочубей;
- Разрыв по транзиту 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская – Шелковская – Гудермес-Тяговая на В-148 ПС 110 кВ Каргалиновская.
- Разрыв транзита 110 кВ Изберг-Северная – Гергебиль на В-133 ПС 110 кВ Гергебиль.
- Транзит 110 кВ Махачкала - Дербент замкнут.

#### **Перетоки:**

- ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала – 353 МВт к шинам ПС 330 кВ Махачкала;
- ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Махачкала – 69 МВт от шин ПС 330 кВ Махачкала;
- ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент – 112 МВт к шинам ПС 330 кВ Дербент;
- Азерэнерджи по ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз – 20 МВт в Дагестанскую энергосистему;
- ВЛ 110 кВ Артем – Компас - 38 МВт от шин ПС 330 кВ Артем;
- ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал - 48 МВт от шин ПС 330 кВ Артем;
- ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал – Тяговая - 34 МВт от шин ПС 330 кВ Артем;
- ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) - 27 МВт от шин ПС 330 кВ Дербент;
- ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) - 23 МВт от шин ПС 330 кВ Дербент;
- Переток в Чеченскую энергосистему по:
  - ВЛ 110 ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) - 41 МВт;
  - ВЛ 110 кВ Актас – Гудермес-Тяговая (Л-149) - 16 МВт;
  - ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148) - 9 МВт.

Суммарный переток в сторону Чеченской энергосистемы - 66 МВт из Дагестанской энергосистемы.

#### **Противоаварийная автоматика:**

- На ПС 330 кВ Махачкала логика работы Автоматики деления по факту отключения ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала (основной и резервный комплекты) приведены в соответствие с нормальной схемой в «ОЗП ИГЭС в резерве в нормальной схеме».

- Автоматика деления по факту отключения ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент введена на ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент (в ОЗП).

**Миатлинская ГЭС:**

- «АЗГ 1 ГГ МГЭС» введено на обоих генераторах (действует на пуск резервного гидроагрегата Миатлинской ГЭС и набора им нагрузки 110 МВт, и на загрузку до 110 МВт гидроагрегата находящегося в работе).

**Нагрузки ГЭС, ТЭЦ, резервы мощности:**

Наименования электростанции:	Нагрузка станций	Резерв мощности, МВт
Чиркейская ГЭС	108	892
Ирганайская ГЭС	0	400
Миатлинская ГЭС	85	135
Каскад Чирюртских ГЭС	59	19
Гоцатлинская ГЭС	0	0
Гельбахская ГЭС	0	36
Гунибская ГЭС	0	0
Гергебильская ГЭС	0	15
Махачкалинская ТЭЦ	9	1,5 Снижение максимальной мощности станции в связи со снижением тепловой нагрузки (повышение температуры сетевой воды в теплосети выше температурного графика).

**Нагрузки по АТ:**

- ПС 330 кВ Чирюрт АТ-1 – 139 МВт, АТ-2 – 142 МВт;
- ПС 330 кВ Артем АТ-1 – 94 МВт;
- ПС 330 кВ Махачкала АТ-1 – 91 МВт, АТ-2 – 97 МВт;
- ПС 330 кВ Дербент АТ-1 – 60 МВт, АТ-2 – 60 МВт;
- Ирганайская ГЭС АТ – 66 МВт.

Потребление по районам.		Объем УВ на ОН (САОН):	
Центральный энергорайон	279 МВт.	<b>ОН-1</b>	57,1 МВт.
Южный энергорайон	157 МВт.	<b>ОН-2</b>	91,8 МВт.
Северный энергорайон	183 МВт.	<b>ОН-3</b>	59,2 МВт.
Горный энергорайон	237 МВт.	<b>ОН-4</b>	57,6 МВт.
<b>Потребление региона:</b>	<b>881 МВт.</b>	<b>ОН-5</b>	39,6 МВт.
		<b>ОН-6</b>	4,1 МВт.

**Метеоусловия:**

Температура окружающего воздуха +4 градуса С, ясно, без осадков.

По данным метеостанции Махачкала наблюдался сильный северо-западный ветер со скоростью 16-19 м/с, временами с порывами до 29 м/с.

**Наличие отключенных потребителей: (в МВт):**

Отключенных потребителей нет.

Работы на оборудовании 330 кВ не проводились.

Переключения на объектах Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС не производились.

**2.2 Описание состояния и режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок во время аварии:**

12.12.2018 в 07:52 при КЗ на фазе «С» отключилась ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала действием:

- на ПС 330 кВ Артем ДФЗ, 1ст. ТЗНП с неуспешным ОАПВ фазы "С", при этом доотключились фазы «А» и «В» с запретом ТАПВ и формированием команды № 2 РЗ "Телеускорение ИПФ (избиратель поврежденной фазы) в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521), II дополнительной ненаправленной зоны ДЗ, III зоны ДЗ от междуфазных КЗ, 4-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ТАПВ»;

- на ПС 330 кВ Махачкала ДФЗ с неуспешным ОАПВ фазы «С» - по факту приема команды № 2 РЗ ПРМ АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала произошел срыв цикла ОАПВ и доотключение фаз «А» и «В» (для работы ТАПВ КС - условий не было).

*Работа УРЗА – правильная.*

Этим же временем (07:52) на связях 110 кВ между ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Махачкала, из-за обрыва провода фазы «С» в пролете опор №№ 28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас), отключилась ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) действием:

- на ПС 110 кВ Компас ДФЗ, с неуспешным АПВ (КОНш1, (КС + КННш2), 5,5 сек);

- на ПС 110 кВ ГПП ДФЗ, для АПВ не было условий (АПВ КС);

По факту 3-х фазного отключения ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с предшествующим перетоком активной мощности 353 МВт (Руст= 100 МВт и более) по ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала к шинам ПС 330 кВ Махачкала сработала автоматика деления по факту отключения ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала (основной комплект) на ПС 330 кВ Махачкала с воздействием на:

- отключение В-АТ-1, ШСВ-110 с запретом АПВ на ПС 330 кВ Махачкала;
- отключение В-110-АТ на Ирганайской ГЭС с запретом АПВ;
- формирование управляющего воздействия ОН-4 Роткл= 57,6 МВт, реализован полностью;

полностью:

- на ПС 330 кВ Дербент - на отключение фидеров 6 кВ №1, 2, 4, 5, 8, 11, 13, 14 и 16, заведенных под АЧР;

- на ПС 110 кВ Белиджи - на отключение В-107 с запретом АПВ (ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)) и отключение В-122 с запретом АПВ (ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)).

- формирование управляющего воздействия ОН-5 Роткл= 39,6 МВт - реализован полностью:

- на ПС 110 кВ Буйнакс-1 на отключение заведенные под ОН-5: В-8 (ВЛ 35 кВ №8), В-9 (ВЛ 35 кВ №9), В-14 (ВЛ 35 кВ № 14), В-6-Т-1, В-6-Т-2 с запретом АПВ;

- на ПС 110 кВ Буйнакс-2 на отключение заведенные под ОН-5: В-15 (ВЛ 35 кВ №15), В-6-Т-1 с запретом АПВ, В-6-Т-2 - был отключен по режиму.

- формирование управляющего воздействия «АЗГ 100 Миатлинской ГЭС» не реализована, при этом:

-на ПС 330 кВ Чирюрт на ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) - зафиксирован сигнал пуск любой команды передатчика.

- на Миатлинской ГЭС на ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) – получена заблокированная команда №23 с частотой 1920 кГц вместо команды №5 с частотой 1860 кГц. В соответствии с протоколом послеаварийной проверки от 14.01.2019 – причиной формирования команды №23 с частотой 1920 кГц вместо команды №5 с частотой 1860 кГц ПРД АНКА-АВПА 372кГц ВЛ-110-162 явилась девиация частоты на выходе ПРД АНКА – АВПА ВЛ-110-162 из-за потери емкости электролитических конденсаторов схемы питания передатчика (С15 - 50 мкФ х50В, С9 - 100 мкФ х 16В в блоке ГСЧ1), которые были замены при проверке 24.12.2018г, и конденсаторов С6 - 1000 мкФ х25В в блоках СТАБ 5-0,5 АВПА, СТАБ 5-1,0 АНКА -14М которые были замены при проверке 14.01.2019г.

В результате аварийного отключения ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с последующей работой Автоматики деления часть Дагестанской энергосистемы и энергосистема Азербайджана выделились на изолированную работу от ЕЭС России с дефицитом мощности в 143 МВт. Переток по ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз составил 143 МВт к шинам ПС 330 кВ Дербент. Зафиксировано снижение частоты до значения 49,45 Гц (условий для работы АЧР нет) в отделившейся части Дагестанской энергосистемы и в энергосистеме Азербайджана. Время нахождения частоты за пределами допустимых величин 49,8 Гц составило 40 сек.

**Выводы:** Работа устройств ПА правильная, за исключением отказа ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) на ПС 330 кВ Чирюрт, вследствие чего по ВЧ каналу АНКА/АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС № 2 (ВЛ-110-162)) была передана заблокированная команда №23 с частотой 1920 кГц вместо команды №5 АЗГ 1ГГ МЭС с частотой 1860 кГц.

**На ПС 330 кВ Артем ПРД сформированы и переданы по ВЧ каналам команды:**

- № 2 РЗ «Телеускорение ИПФ в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521), и дополнительной ненаправленной зоны ДЗ, III зоны ДЗ от междуфазных КЗ, 4-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем -Махачкала с разрешением ТАПВ» - ПРД АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем -Махачкала;

- № 3 РЗ «Телеускорение ИПФ в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) и направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРД АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем -Махачкала;

- № 4 РЗ «Телеускорение направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРД АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала;

- № 28 «ФОЛ 330 кВ Артем - Махачкала» - ПРД АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала;

- № 30 «АД по ФОЛ 330 кВ Артем - Махачкала» - ПРД АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала;

- № 8 «АЗГ МГЭС» ПРД АКА 540 кГц ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артем;

- № 30 «ФОЛ ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала» ПРД АКА 540 кГц ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артем;

- № 5 «ОН-5» (ОН Буйнакск) ПРД АКА 804 кГц ВЛ 110 кВ Артем - Буйнакск-1.

**На ПС 330 кВ Артем ПРМ получены по ВЧ каналам команды:**

- № 3 РЗ «Телеускорение ИПФ в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) и направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРМ АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем- Махачкала;

- № 4 РЗ «Телеускорение направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРМ АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем- Махачкала;

- № 7 «АЗГ МГЭС» ПРМ АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала;

- № 30 «ФОЛ ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала» - ПРМ АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала.

**На ПС 330 кВ Махачкала ПРД сформированы и переданы по ВЧ каналам команды:**

- № 3 РЗ «Телеускорение ИПФ в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) и направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРД АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала;
- № 4 РЗ «Телеускорение направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРД АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем- Махачкала;
- № 7 «АЗГ МГЭС» ПРД АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем- Махачкала;
- № 9 «ОН-5» ПРД АКА 424 кГц ВЛ 330 кВ Артем- Махачкала;
- № 6 «ОН-4» (ОН-Дербент) ПРД АКА 196 кГц ВЛ 330 кВ Махачкала- Дербент;
- № 6 «ОН-5» (ОН-Буйнакск) ПРД АКА 252 кГц ВЛ 110 кВ Махачкала-Восточная;
- № 8 «Откл. В-110-АТ ИГЭС от АД по ФОЛ ВЛ 330 кВ Артем- Махачкала» ПРД АКА 148 кГц ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС-Махачкала.

**На ПС 330 кВ Махачкала на ПРМ получены по ВЧ каналам команды:**

- № 2 РЗ «Телеускорение ИПФ в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521), II дополнительной ненаправленной зоны ДЗ, III зоны ДЗ от междуфазных КЗ, 4-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем -Махачкала с разрешением ТАПВ» - ПРМ АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем -Махачкала;
- № 3 РЗ «Телеускорение ИПФ в шкафу основной защиты (ШЭ2710 582) и шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) и направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРМ АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем -Махачкала;
- № 4 РЗ «Телеускорение направленной 3-й ступени ТЗНП в шкафах резервных защит 1, 2 комплектов (ШЭ2710 521) ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с разрешением ОАПВ» - ПРМ АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала;
- № 28 «ФОЛ 330 кВ Артем - Махачкала» ПРМ АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала;
- № 30 «АД по ФОЛ 330 кВ Артем - Махачкала» ПРМ АКА 628 кГц ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала.

**На Ирганайской ГЭС:**

-ПРМ АКА 148 кГц ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Махачкала принята команда № 8 «Отключение В-110-АТ».

**На ПС 330 кВ Дербент:**

- ПРМ АКА 196 кГц ВЛ 330 кВ Махачкала - Дербент приняты команды № 6 «ОН-4», №30 «ФОЛ ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала»;
- ПРД АКПА-В 392 кГц ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) отправлена команда № 5 «ОН-4».

**На ПС 110 кВ Белиджи**

-ПРМ АКПА-В 392 кГц ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) принята команда № 5 «ОН-4».

**На ПС ПО кВ Буйнакск-1:**

- ПРМ АКА 804 кГц ВЛ 110 кВ Артем - Буйнакск-1 принята команда № 5 «ОН-5»;
- ПРМ АКА 544 кГц ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 - Буйнакск-2 (ВЛ-110-160) принята команда № 6 «ОН-5»;

- ПРД АКА 516 кГц ВЛ 110 кВ Гергебиль - Буйнакск-1 (ВЛ-110-118) отправлена команда № 5 «ОН-5».

**На ПС 110 кВ Буйнакск-2:**

- ПРМ АНКА-АВПА 252 кГц ВЛ 110 кВ Восточная - Буйнакск-2 (ВЛ-110-150) принята команда № 6 «ОН-5»;

- ПРД АНКА 544 кГц ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 - Буйнакск-2 (ВЛ-110-160) отправлена команда № 6 «ОН-5».

**На ПС 110 кВ Гергебиль**

- ПРМ АКА 516 кГц ВЛ 110 кВ Гергебиль - Буйнакск-1 (ВЛ-110-118) принята команда №6 «ОН-5».

**На ПС 330 кВ Чирюрт:**

- ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) - зафиксирован сигнал пуск любой команды передатчика.

**На Миатлинской ГЭС**

- ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) – из-за ухода частоты на ПС 330 кВ Чирюрт ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162), принята заблокированная команда №23, вместо команды №5 АЗГ 1ГГ МЭС.

Последствия: Обесточены потребители Магарамкентского, Докузпаринского, Ахтынского, Рутульского, Агульского, Курахского, Сулейман-Стальского, Хивского, Табасаранского районов, а также частично Дербентского и Гергебильского районов, город Буйнакск и частично г. Дербент  $P=97,4$  МВт, население 146100 человек. Недоотпуск составил 26,362 МВт\*ч.

В 07:53 на Миатлинской ГЭС загружен Г-1 до 110 МВт.

В 07:55 на Каскаде Чирюртских ГЭС установлена генерация 78 МВт (по напору).

В 07:58 на Гельбахской ГЭС включены Г-1, Г-2 и установлена генерация 30 МВт (по напору).

В 08:03 на ПС 330 кВ Чирюрт отключен В-161.

В 08:08 на Ирганайской ГЭС включен в работу Г-1 с нагрузкой 135 МВт. В 08:12 РПВ ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала с ПС 330 кВ Артем неуспешное.

В 08:14 включены потребители, отключенные действием ОН-4 (Рвкл=57,6 МВт, 87000 чел.)

В 08:15 в результате обхода ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) обнаружен обрыв провода фазы "С" в пролете опор № 28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас) (ЛЭП эксплуатируется с 1966 года – 52 года).

В 08:20 на Миатлинской ГЭС включен в сеть Г-2 и установлена суммарная генерация станции 195 МВт. Для предотвращения перегруза на АТ-1 ПС 330 кВ Артем и перегруза на ВЛ 110 кВ на транзите Артем-Махачкала.

В 08:25 на Ирганайской ГЭС установлена генерация 200 МВт. На Ирганайской ГЭС генератор включен для включения потребителей, отключенных действием УВ ПА на ОН-4 от ПС 110 кВ Белиджи и ПС 330 кВ Дербент, снижения межгосударственного перетока по ВЛ 330 кВ Дербентская согласно графика.

В 08:36 включены потребители, отключенные действием ОН-5 (Рвкл= 39,6 МВт, 59 100 чел.), электроснабжение всех потребителей восстановлено.

В 08:39 в результате осмотра ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала обнаружен обрыв провода фазы "С" в пролете опор №3-4 (0,6 км от ПС 330 кВ Артем). Подана аварийная заявка до 24:00 12.12.2018.

В 14:39 включена в работу ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) после восстановления провода.

В 18:50 включена в работу ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала после восстановления оборванного провода.

В 19:51 на ПС 330 кВ Махачкала включена ВЛ 330 кВ Махачкала - Дербент, восстановлена параллельная работа ЕЭС России с энергосистемой Азербайджана.

**2.3. Описание выявленных в ходе расследования нарушений требований нормативных правовых актов в области электроэнергетики, в том числе установленных норм и правил эксплуатации объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, а также технических регламентов:**

Описание нарушения	Наименование НПА (НТД)	Пункт НПА (НТД)	Организация
2.3.1. Из-за некачественного проведения плановых обходов – осмотров ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) своевременно не был выявлен и устранён дефект провода фазы «С» в пролете опор №№ 28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас) (ЛЭП эксплуатируется с 1966 года – 52 года).	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ	п. 5.7.5.	АО «Дагестанская сетевая компания»
2.3.2. Из-за отсутствия на заходе ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала на ПС 330 кВ Артём гасителей вибрации (не были предусмотрены проектом) происходит постоянная вибрация провода. (до «разрезания» ВЛ 330кВ Чирюрт – Махачкала, она была по всей длине защищена от вибрации (установлены гасители вибраций типа ГВН-5-25)).	Правила устройства электроустановок	п. 2.5.85	ОАО «ЮИЦЭ»
2.3.3. Не прохождение на Миатлинскую ГЭС команды №5 АЗГ 1ГГ МЭС по ВЧ каналу АНКА/АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162) по причине ухода частоты на ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) и получение вместо неё заблокированной команды №23.	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ	п. 5.9.1	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
2.3.4. Неоднократное появление неисправности в ВЧ канале АНКА/АКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №1 (ВЛ-110-161) связанной с уходом параметров передатчика АНКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №1 (ВЛ-110-161) на ПС 330 кВ Чирюрт.	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ	п. 5.9.1	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС

<b>2.3.5.</b> Проведение технического обслуживания АНКА-АВПА-372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на ПС 330 кВ Чирюрт не в полном объеме.	Методические указания по техническому обслуживанию аппаратуры каналов передачи сигналов-команд АНКА, АВПА, И-6 (МУ 34-70-057-83)	2.5., 2.6., 2.7., 2.8., Приложение 4.	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
---	--	---	--

#### 2.4. Причины возникновения аварии и ее развития:

Описание организационных причин	Код
<b>2.4.1.</b> Проектом не предусмотрена установка гасителей вибрации (типа Стокбриджа) на заходе ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала на ПС 330 кВ Артём, вследствие чего происходит постоянная вибрация провода (до «разрезания», ВЛ 330 кВ Чирюрт – Махачкала была по всей длине защищена от вибрации (установлены гасители вибраций типа ГВН-5-25). <i>Для анализа влияния ветровых нагрузок, в день вывода ВЛ в ремонт после аварийного отключения, при верховом осмотре была измерена скорость ветра и оценено его влияние на провод (имеются видеофайлы) и видно, что при минимальной ветровой нагрузке равной 1,7 - 1,8 м/с, происходит достаточно высокая степень вибрации на проводах.</i> <i>Также был выполнен анализ ветровой нагрузки зафиксированной датчиками ветра на близи расположенной ПС 110 кВ Стекольная, который показал, что за период с 01.11.2018 по 14.12.2018 ветер колебался от 0 до 21 м/с.</i>	3.4.13.1
<b>2.4.2.</b> Некачественное проведение плановых обходов – осмотров ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) не позволило своевременно выявить и устранить дефект провода фазы «С» в пролете опор №№ 28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас), вследствие чего, при токе ниже длительно допустимого на 42% (280 А) произошло его отгорание в пролете опор №28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас).	3.4.7.3
Описание технических причин	
<b>2.4.3.</b> Обрыв одного провода фазы «С» ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала между опорами №№ 3- 4 (в середине пролёта), вследствие перетирания провода распоркой.	4.13
<b>2.4.4.</b> Обрыв провода фазы "С" ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) в пролете опор № 28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас) (ЛЭП эксплуатируется с 1966 года – 52 года).	4.13

#### 2.5. Перечень и описание повреждения оборудования (устройств) объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок:

**2.5.1.** Обрыв одного провода из двух фазы "С" ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала (между опорами №№ 3 – 4 (в середине пролета)) в месте установки распорки типа РГИФ-2-400, вследствие перетирания провода распоркой.

**2.5.2.** Обрыв провода фазы "С" ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) в пролете опор № 28-29 (1 км от ПС 110 кВ Компас), по причине того, что на момент аварии ≈ 50% жил были отломаны, а оставшиеся 50 % отгорели при нагрузке 280 А, при  $I_{дл.доп.при25 с} = 422$  А и  $I_{дл.доп.при10 с} = 485$  А.

#### 2.6. Описание выявленных в ходе расследования недостатков эксплуатации, проекта, конструкции, изготовления, строительства, монтажа оборудования (устройств), явившихся предпосылками аварии или затруднивших ее ликвидацию:

**2.6.1.** Выявлено неоднократное появление неисправности в ВЧ канале АНКА/АКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 1 (ВЛ-110-161) связанной с уходом параметров передатчика АНКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №1 (ВЛ-110-161) на

ПС 330 кВ Чирюрт (подтверждается выходом ВЧ канала из строя 12.12.2018 и восстановление его работоспособности после отключение и включения передатчика АНКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 1 (ВЛ-110-161) на ПС 330 кВ Чирюрт), а также неоднократным появлением неисправности в ВЧ канале АНКА/АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) (подтверждается журналом событий с приемника АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162).

**2.6.2.** Плановое техническое обслуживание ПРД АНКА-АВПА-372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162) в объеме «В» на ПС 330 кВ Чирюрт 12.09.2018 – проведено не в полном объеме (из 28 пунктов выполнено 14) и соответственно не были выявлены и устранены дефекты выявленные послеаварийными проверками 24.12.2018 и 14.01.2019.

### 3. Противоаварийные мероприятия

#### 3.1. Технические мероприятия:

№ п/п	Содержание мероприятия	Дата выполнения	Организация
3.1.1.	Выполнить послеаварийную проверку передатчика АНКА-АВПА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС № 1 (ВЛ-110-161) в объеме восстановления на ПС 330 кВ Чирюрт. С последующей двухсторонней проверки ВЧ-канала в том числе прохождения команд № 5, 6, 7 при запущенном ВЧ-посте 41 кГц ДФЗ ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС № 1 (ВЛ-110-161).	15.02.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС; Филиал ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».
3.1.2.	Выполнить полную ревизию провода и распорок, с последующим ремонтом провода и заменой дефектных распорок на всех фазах заходов на ПС 330 кВ Артём ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала (пролет опор №№ 1-15) и ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артём (пролет опор №№ 111-125).	15.10.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
3.1.3.	По исполнении п. 3.2.1. реализовать согласованное техническое решение по замене распорок типа РГИФ-2-400 на распорки иного типа определенное техническим решением и установку виброгасителей типа ГВ-5645-02М на заходах ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала (пролет опор №№ 1-15) и ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артём (пролет опор №№ 111-125). на ПС 330 кВ Артём.	15.10.2020	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
3.1.4.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	28.02.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.5.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ Артём – Компас инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»

	План-график устранения выявленных дефектов.		
3.1.6.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.7.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.8.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал-Тяговая инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.9.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ Махачкала-110 – Шамхал-Тяговая (ВЛ-110-134) инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.10.	Выполнить внеочередной осмотр ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130) инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.11.	Выполнить тепловизионный контроль ВЛ 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артём – ПС 110 кВ ГПП: 1. ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155); 2. ВЛ 110 кВ Артём – Компас; 3. Артём – Шамхал; 4. ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129); 5. ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал-Тяговая; 6. ВЛ 110 кВ Махачкала-110 – Шамхал-Тяговая (ВЛ-110-134); 7. ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130). По результатам контроля разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	29.03.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.1.12.	Выполнить внеочередной осмотр заходов ВЛ 110 кВ Артём – Компас на ПС 330 кВ Артём инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения	15.03.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС

	выявленных дефектов.		
3.1.13.	Выполнить внеочередной осмотр заходов ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал на ПС 330 кВ Артём инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	15.03.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
3.1.14.	Выполнить внеочередной осмотр заходов ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал-Тяговая на ПС 330 кВ Артём инженерно-техническими работниками, по результатам разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	15.03.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
3.1.15.	Выполнить тепловизионный контроль заходов ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Артём: 1. ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал; 2. ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал-Тяговая. По результатам контроля разработать и утвердить План-график устранения выявленных дефектов.	15.02.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС

### 3.2. Организационные мероприятия:

№ п/п	Содержание мероприятия	Дата выполнения	Организация
3.2.1.	Согласовать с проектной организацией замену дистанционных распорок типа РГИФ-2-400 на распорки иного типа и установку виброгасителей типа ГВ-5645-02М на заходах ВЛ 330 кВ Артём-Махачкала (пролет опор №№ 1-15) и ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артём (пролет опор №№ 111-125) на ПС 330 кВ Артём.	15.03.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
3.2.2.	Провести персоналу РЗА внеплановый инструктаж на тему: «Соблюдение требований Методических указаний по техническому обслуживанию аппаратуры каналов передачи сигналов-команд АНКА, АВПА, И-6 (МУ 34-70-057-83) при проведении технического обслуживания соответствующей аппаратуры».	28.02.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС
3.2.3.	Провести внеочередную проверку знаний в комиссии КУ Ростехнадзора: - начальнику ПУ ЦЭС - Алимову Рамазану Магомеднабиевичу; - главному инженеру ПУ ЦЭС – Омарову Курбану Шахбановичу; - начальнику службы высоковольтных сетей ПУ ЦЭС – Гасанову Гасану Гусейновичу.	20.02.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.2.4.	Провести внеочередную проверку знаний в комиссии КУ Ростехнадзора: - заместителю главного инженера	20.02.2019	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Каспийское ПМЭС

	Каспийского ПМЭС – Нуцалову Шамилю Камильпашаевичу; - начальнику службы релейной защиты и автоматики и АСУТП Каспийского ПМЭС – Гитинову Шамилю Магомедовичу.		
3.2.5.	Провести оценку технического состояния ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) и её элементов, с целью определения необходимости замены провода.	28.02.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»
3.2.6.	По результатам выполнения пункта 3.2.5. инициировать включение в инвестиционную программу на 2020 год ПАО «МРСК СК» - Реконструкцию ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155).	28.02.2019	АО «Дагестанская сетевая компания»

**4. Сведения о поврежденном или отказавшем тепломеханическом оборудовании**  
Нет.

**5. Сведения о поврежденном или отказавшем электротехническом оборудовании (устройстве) электростанций и электрических сетей**

**5.1. Диспетчерское наименование объекта:** ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала

**5.2. Поврежденное или отказавшее оборудование (устройство):** обрыв одного из двух проводов фазы «С» между опорами 3 – 4 (в середине пролёта)

**5.3. Марка:** 2хАС 300/39

**5.4. Параметры:**  $I_{\text{дл. доп } 25^{\circ}\text{C}} = 1420 \text{ А}$

**5.5. Конструктивное напряжение:** 330 кВ.

**5.6. Узел, деталь:** провод

**5.7. Тип узла, детали:** АС

**5.8. Количество поврежденного или отказавшего оборудования (устройств), узлов:** 1

**5.9. Напряжение сети:** 330 кВ.

**5.10. Изготовитель оборудования (устройства):** неизвестен

**5.11. Год изготовления оборудования (устройства):** 2012

**5.12. Изготовитель повредившегося узла:** неизвестен

**5.13. Состояние нейтрали:**

**5.14. Условия отказа оборудования (устройства):** -

**5.15. Длина линии электропередачи - 44,20 км; число цепей воздушной линии, штук:** 1

**5.16. Материал:** алюминий, сталь

**5.17. Условия работы:** Без спец. защиты

**5.18. Характер повреждения или отказа:** Обрыв, разрыв, расцепление

**5.19. Причины повреждения или отказа:** Вибрация проводов

**5.20. Сопутствующие обстоятельства:** Недостатки проектирования

**5.21. Срок службы оборудования от последнего капитального ремонта:** 4 года, от начала эксплуатации: 6 лет

**5.22. Срок службы поврежденного узла:** 6 лет

**5.23. Последние эксплуатационные испытания:** 2018 год

**5.24. Продолжительность отключения:** 10 часов 24 минуты

**5.1. Диспетчерское наименование объекта:** ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155)

**5.2. Поврежденное или отказавшее оборудование (устройство):** отгорание провода фазы "С" в пролете опор №28-29

**5.3. Марка:** АС-150

**5.4. Параметры:**  $I_{\text{дл. доп } 25^{\circ}\text{C}} = 422 \text{ А}$

**5.5. Конструктивное напряжение:** 110 кВ.

**5.6. Узел, деталь:** Провод

- 5.7. Тип узла, детали: АС
- 5.8. Количество поврежденного или отказавшего оборудования (устройств), узлов: 1
- 5.9. Напряжение сети: 110 кВ.
- 5.10. Изготовитель оборудования (устройства): неизвестен
- 5.11. Год изготовления оборудования (устройства): 1966
- 5.12. Изготовитель повредившегося узла: неизвестен
- 5.13. Состояние нейтрали: -
- 5.14. Условия отказа оборудования (устройства): -
- 5.15. Длина линии электропередачи – 6,7 км; число цепей воздушной линии, штук: 1
- 5.16. Материал: алюминий, сталь
- 5.17. Условия работы: Без спец. защиты
- 5.18. Характер повреждения или отказа: Обрыв, разрыв, расцепление
- 5.19. Причины повреждения или отказа: Прочие недостатки эксплуатации, Механические повреждения
- 5.20. Сопутствующие обстоятельства: Недостатки эксплуатации
- 5.21. Срок службы оборудования от последнего капитального ремонта: 6 лет и 8 месяцев, от начала эксплуатации: 52 года
- 5.22. Срок службы поврежденного узла: 52 года
- 5.23. Последние эксплуатационные испытания: 2011 год
- 5.24. Продолжительность отключения: 6 часов 47 минут

- 5.1. Диспетчерское наименование объекта: ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на ПС 330 кВ Чирюрт
- 5.2. Поврежденное или отказавшее оборудование (устройство): Противоаварийная автоматика
- 5.3. Марка: АНКА, АВПА
- 5.4. Параметры: -
- 5.5. Конструктивное напряжение:  $\pm 220$  В.
- 5.6. Узел, деталь: Высокочастотные аппараты
- 5.7. Тип узла, детали: АП-50
- 5.8. Количество поврежденного или отказавшего оборудования (устройств), узлов: 1
- 5.9. Напряжение сети:  $\pm 220$  В.
- 5.10. Изготовитель оборудования (устройства): Уралэнергосервис. г. Екатеринбург
- 5.11. Год изготовления оборудования (устройства): 1986 год
- 5.12. Изготовитель повредившегося узла: Уралэнергосервис. г. Екатеринбург
- 5.13. Состояние нейтрали: -
- 5.14. Условия отказа оборудования (устройства): -
- 5.15. Длина линии электропередачи - км; число цепей воздушной линии, штук: -
- 5.16. Материал: -
- 5.17. Условия работы: -
- 5.18. Характер повреждения или отказа: Повреждение элементов
- 5.19. Причины повреждения или отказа: Неуд. качество экпл. проверок
- 5.20. Сопутствующие обстоятельства: -
- 5.21. Срок службы оборудования от последнего капитального ремонта: 0 года, от начала эксплуатации: 32 года
- 5.22. Срок службы поврежденного узла: 32 года
- 5.23. Последние эксплуатационные испытания: 2018 год
- 5.24. Продолжительность отключения: 817 часов 02 минуты

6. Сведения о поврежденном или отказавшем гидроэнергетическом оборудовании  
Нет.

7. Описание действий оперативного персонала и должностных лиц субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, послуживших предпосылками и

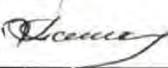
(или) причинами возникновения аварии нет.

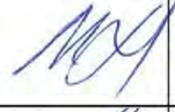
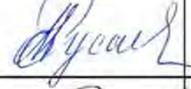
8. Особое мнение члена (членов) комиссии  
Нет.

9. Подписи членов комиссии

Комиссия, назначенная приказами КУ Ростехнадзора от 13.12.2018 №1339, от 26.12.2018 №1404 и от 27.12.2018 №1419

Подписи:

		Подпись	ФИО
Председатель:	Заместителя руководителя Кавказского управления Ростехнадзора		Заварзин Дмитрий Павлович
Заместитель председателя:	И.О. начальника межрегионального отдела энергетического надзора КУ Ростехнадзора		Беляков Павел Альбертович
<b>Члены комиссии:</b>			
	Государственный инспектор межрегионального отдела энергетического надзора		Ан Алексей Владимирович
	Заместитель главного инженера по эксплуатации основного оборудования филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга		Пучкин Олег Игоревич
	Начальник отдела эксплуатации и диагностики ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга		Цыбизов Константин Альбертович
	Главный инспектор Регионального управления технического надзора Северного Кавказа Филиала ПАО «Россети» Центр технического надзора.		Сенин Александр Алексеевич
	Заместитель директора - главный инженер Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС		Алижанов Салавдин Хабибулаевич
	Начальник службы релейной защиты и автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС		Гитинов Шамиль Магомедович
	Начальник службы эксплуатации ЛЭП Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС		Усаматов Абдулвадуд Иладиевич
	Ведущий эксперт отдела технического контроллинга Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ		Маметов Руслан Зейнединович
	Начальник службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС»		Мерданов Элдер Мурадович

	Дагестанское РДУ		
	Заместитель начальника службы релейной защиты и автоматики Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ		Рамазанов Мурат Рашидович
	Начальник ОВЛ Филиала ООО «Энерго-Юг» - «Южэнергосетьпроект»		Карнишин Вячеслав Анатольевич
	Заведующий группой ОВЛ Филиала ООО «Энерго-Юг» - «Южэнергосетьпроект»		Сулименко Андрей Сергеевич
	Заместитель главного инженера по технической части Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»		Мусаев Вагудтин Биалович
	Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонтам АО «Дагестанская сетевая компания»		Гаджиев Гаджи Исмаилович

Расследование причин аварии проведено и акт составлен 18.01.2019 г.

Перечень приложений к акту расследования:

№ п/п	Приложения	Листов
1.	Рапорт о работе энергосистемы Республики Дагестан за 12.12.2018	3
2.	Письмо Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга в КУ Ростехнадзора от 12.12.2018 №02-к-И-19-6533 «О расследовании причин аварии»	2
3.	Приказ КУ Ростехнадзора от 13.12.2018 №1339 «О создании комиссии по расследованию причин аварии, произошедшей 12 декабря 2018 года в системе энергоснабжения Республики Дагестан»	2
4.	Письмо Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга в КУ Ростехнадзора от 17.12.2018 №02-к-И-19-6633 «О расследовании причин аварии»	1
5.	Приказ КУ РТН от 26.12.2018 №1404 в дополнении к приказу от 13.12.2018 №1339 «О создании комиссии по расследованию причин аварии, произошедшей 12 декабря 2018 года в системе энергоснабжения Республики Дагестан»	1
6.	Письмо АО «Дагестанская сетевая компания» в КУ Ростехнадзора от 21.12.2018 №6642 А/1.7	1
7.	Приказ КУ Ростехнадзора от 27.12.2018 №1419 «О продлении срока расследования»	1
8.	Описание состояния и параметров электроэнергетического режима до возникновения аварии, а также при возникновении аварии и её развитии Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ	11
9.	Аналитическая справка о работе устройств РЗА 12.12.2018 Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ	6
10.	Задание на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 330/110/10 кВ «Чирюрт-330кВ» (замена оборудования 10,110, 330 кВ). Корректировка», в котором предусмотрена замена ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) и ПРД АНКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №1 (ВЛ-110-161) на ПС 330 кВ Чирюрт (согласовано письмом ОДУ Юга от 12.11.2018 №02-621-И-19-5788).	28
11.	Паспорт ВЛ 330 кВ Артём-Махачкала	16
12.	Рапорт о работе энергосистемы РД за 12.12.2018 Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга	2

13.	Аналитическая справка о работе устройств РЗА 12.12.2018 Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	6
14.	Скан копии из оперативного журнала ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Артем. Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	8
15.	Скан копии из оперативного журнала ПС 110 кВ Белиджи и ПС 330 кВ Дербент Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	2
16.	Объяснительные ДЭМ ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Артем Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	4
17.	Годовой и многолетний график проведения ТО ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на ПС 330 кВ Чирюрт Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	107
18.	Протоколы последнего и предпоследнего ТО ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на ПС 330 кВ Чирюрт Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	4
19.	Справка от Гидрометцентра о погоде и ветровой нагрузке за 12.12.2018	1
20.	Листок осмотра последнего и предпоследнего планового обхода-осмотра ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	4
21.	Листок осмотра последнего и предпоследнего послеаварийных обходов-осмотров ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала, с предоставлением фотоматериалов Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	22
22.	График тепловизионного контроля контактных соединений ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС	1
23.	Протокол последнего и предпоследнего тепловизионного контроля контактных соединений распок ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала (включая участок повреждения) Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС.	1
24.	Проектное решение по установке распок на ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала.	19
25.	Краткая справка об установленных распорках Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС: - Какие распорки были установлены до аварии (с приложением фото); - Какие распорки установили (с приложением фото).	2
26.	Заявка на ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала.	2
27.	Аналитическая справка о работе устройств РЗА 12.12.2018 АО «Дагестанская сетевая компания».	1
28.	Утверждённый график проведения обходов-осмотров ВЛ-110-155 АО «Дагестанская сетевая компания».	1
29.	Листок осмотра последнего и предпоследнего планового обхода-осмотра ВЛ 110 кВ ГПП-Компас (ВЛ-110-155) АО «Дагестанская сетевая компания».	6
30.	Листок осмотра последнего и предпоследнего послеаварийных обходов-осмотров ВЛ 110 кВ ГПП-Компас (ВЛ-110-155), с предоставлением фотоматериалов АО «Дагестанская сетевая компания».	4
31.	Годовой и многолетний график проведения ТО ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на Миатлинской ГЭС ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».	7
32.	Аналитическая справка о работе устройств РЗА 12.12.2018 на Миатлинской ГЭС и Ирганайской ГЭС ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».	1
33.	Скан копия оперативного журнала Миатлинской ГЭС ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».	3
34.	Письмо от 21.12.2018 №М5/7/2015 в Южэнергосеть проект О назначении представителя для участия в составе комиссии.	1
35.	Протокол от 24.12.2018 послеаварийной проверки ПРД АНКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) ПС 330 кВ Чирюрт Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС.	4

36.	Протокол от 12.09.2018 (последнего) ТО ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на ПС 330 кВ Чирюрт Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское ПМЭС.	5
37.	Протокол от 28.07.2016 (К1) ТО ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на Миатлинской ГЭС ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».	6
38.	Протокол от 19.12.2018 послеаварийной проверки ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) на Миатлинской ГЭС ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал».	2
39.	Журнал событий с приемника АКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС № 1 (ВЛ-110-162) и АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС № 2 (ВЛ-110-162) с Миатлинской ГЭС.	10
40.	Протокол от 14.01.2019 послеаварийной проверки ПРД АНКА-АВПА 372 кГц ВЛ-110-162 в объеме «профилактическое восстановление».	6
41.	Многолетний график технического обслуживания и подрезки деревьев ВЛ 35-110 кВ по ПУ ЦЭС на 2018-2022.	10
42.	Ведомость верхового осмотра линии электропередачи ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 31.08.2011.	1
43.	Ведомость верхового осмотра линии электропередачи ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 21.04.2016.	2
44.	Листок осмотра ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 15.18.2018.	2
45.	Листок осмотра ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 27.07.2018.	2
46.	Листок осмотра ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 30.11.2018.	2
47.	Справка о работе УРЗА ПС 110 кВ Буйнакск-1 и ПС 110 кВ Буйнакск-2 12.12.2018 в 07:52.	1
48.	Листок осмотра ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 12.12.2018.	2
49.	Акт осмотра места повреждения ВЛ 110 кВ ГПП - Компас (ВЛ-110-155) от 12.12.2018.	1
50.	График обходов и осмотров ВЛ-35 кВ и выше на 2018 год от 18.10.2017.	1
51.	Осциллограмма с Ирганайской ГЭС за 12.12.2018.	1
52.	Справка по работе устройств РЗА и ПА на Ирганайской ГЭС 12.12.2018.	1
53.	График технического обслуживания оборудования участка НР и ПА на 2019 год «ОП КСГЭС» от 16.07.2018.	2
54.	Многолетний график обслуживания устройств РЗА ОП КСГЭС от 15.05.2017.	5
55.	Скан копия оперативного журнала с Миатлинской ГЭС.	3
56.	Справка о работе устройств релейной защиты и автоматики Миатлинской ГЭС во время аварийного события в системе в 07 час. 52 мин. 12.12.2018 года.	1
57.	Справка по работе устройств РЗА и ПА Миатлинской ГЭС 12.12.2018.	1
58.	Журнал событий ПРМ АКА 372 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинской ГЭС №2 (ВЛ-110-162) Миатлинской ГЭС.	5
59.	Журнал событий ПРМ АКА 324 кГц ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинской ГЭС №1 (ВЛ-110-161) Миатлинской ГЭС.	5
60.	Методические указания по техническому обслуживанию аппаратуры каналов передачи сигналов-команд АНКА, АВПА, И-6 (МУ 34-70-057-83).	109
	<b>Итого:</b>	<b>471</b>

Материалы расследования аварии оформлены на 19 листах

Ответственный за оформление акта:



Р.З. Мамедов

Приложение

Приложение 1 (обязательное) к Акту N 1339 от 12.12.2018 г.  
(заполняется в случаях, предусмотренных пунктом 13  
Порядка заполнения формы акта о расследовании причин  
аварий в электроэнергетике)

1.1. Диспетчерское наименование энергообъекта (оборудования):

**ВЛ 330кВ Артем - Махачкала**  
Сокращенное наименование

**ВЛ 330кВ Артем - Махачкала**  
Полное наименование

1.2. Дата и время начала прекращения передачи электрической энергии

**12.12.2018 г., 07 часов 52 минут (местного) , 07 часов 52 минут (московского)**

1.3. Дата и время восстановления режима потребления электрической энергии потребителями услуг

**12.12.2018 г., 08 часов 36 минут (местного) , 08 часов 36 минут (московского)**

1.4. Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии в результате возникновения и (или) развития аварии:

Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения; шт., в том числе:		11			Суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединения потребителей услуг, по которым произошло прекращение передачи электрической энергии на момент возникновения такого события	60 347 кВт
напряжение энергопринимающей установки потребителя, кВ	категория надежности			Количество обесточенных трансформаторных подстанций (далее - ТП) (6 - 10 кВ)	1315шт.	
	1	2	3			
0.22				Количество обесточенных подстанций (далее - ПС), распределительных пунктов (далее - РП) (35 кВ)	17шт.	
0.38				Количество обесточенных ПС, РП (110 кВ и выше)	8 шт.	
0.66						
3						
6 (6.3)			9	Количество обесточенных населенных пунктов	15 шт.	
10 (10.5)				Количество обесточенных социально значимых объектов	0 шт.	
13.8						
15						
18				Обесточенное население	146 100 чел.	
Перечень объектов электросетевого					ПС 330 кВ Артем ,	

20 (21)				хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг (ПС, ТП, РП, воздушные и кабельные линии электропередач (ВЛ и КЛ соответственно))	ПС 330 кВ Махачкала, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Компас ; ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала ; Фидера 6 кВ №1, 2, 4, 5, 8, 11, 13, 14, 16, заведенных под АЧР на <b>ПС 330 кВ Дербент</b> ; ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122).
24					
35					
60					
110			2		
150 (154)					
220				Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	нет
330					
400					
500					
750					
1150					
1500				Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	нет
Итого точек поставки: 11					

1.5. Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии в смежных сетевых организациях

Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии в смежных сетевых организациях	
Перечень смежных сетевых организаций, затронутых прекращением передачи электрической энергии	АО "Дагестанская сетевая компания"

**1.6. Недоотпуск энергии:** 26,362 тыс. кВтч,

**1.7. Объем экономического ущерба:** 0 тыс. руб.