

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
АО «Региональная
энергетическая компания»

_____ В.В. Канищев

«___» _____ 2021г.

Техническое задание на разработку «Основных технических решений» (ОТР), «Технических требований (ТТ) к основному электротехническому оборудованию для применения на ПС 110 кВ «Северо- Западная», «Проектной документации (ПД)», «Рабочей документации (РД)» по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Северо-Западная»

1. Основание для проектирования.

- 1.1.** Утвержденная инвестиционная программа АО «РЭК» Приказ Службы по государственному регулированию цен и тарифов по Калининградской области от 05 октября 2020 года № 74-01э/20.
- 1.2.** На основании поручения Губернатора Калининградской области А.А. Алиханова (Протокол совещания от 11.03.2020 №АА-15/пртк), заявления Министерства инфраструктуры Калининградской области о включении в перечень СиПР в 2021 году (письмо от 22.07.2020 № 09-2020/5345-ЕД), разрешения Администрации МО «Гвардейский городской округ» от 06.05.2020 №29 на использование земель в целях размещения ПС 110 кВ Калинковская, письма филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ от 27.07.2020 № Р12-61-III-19-1186 о включении мероприятий в инвестиционную программу.

2. Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации.

НТД указаны в приложении 1 к настоящему заданию на проектирование. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном приложении.

3. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.

3.1. Вид строительства: новое строительство.

3.2. Этапы разработки документации:

- **I-й этап** - разработка, обоснование и согласование с АО «Региональная энергетическая компания», АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ раздела «Основные технические решения» (ОТР) по сооружаемому объекту и раздела «Технические требования к основному электротехническому оборудованию» (ТТ).

- **II-й этап** - разработка, согласование с АО «Региональная энергетическая компания», АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, и экспертиза проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

- **III-й этап** – разработка рабочей документации.

3.3. ОТР и ТТ (при необходимости согласования технических решений в части первичного оборудования) и ПД согласовываются с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, в объеме технических решений, выполняемых на соответствующих объектах.

3.4. Проекты, в соответствии с которыми, требуется координация решений:

- Отпайка ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Северо-Западная от ВЛ 110 кВ ПС О-9 «Светлогорская» – ПС О-8 «Янтарный»;
- Отпайка ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Северо-Западная от ВЛ 110 кВ Морская-Янтарное с отпайкой на ПС Карьер;
- ЦУС АО «РЭК».

3.5. Данное техническое задание может уточняться и дополняться после согласования со всеми заинтересованными лицами.

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

4.1. В части ПС 110 кВ Северо-Западная:

Показатель	Значение/заданные характеристики
Номинальные напряжения, кВ	110/15
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	<ul style="list-style-type: none"> - Сооружение распределительного устройства 110 кВ по схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». - Применить на стороне 110 кВ выключатели с элегазовой изоляцией, разъединители и заземляющие ножи с электродвигательным приводом, антирезонансные трансформаторы напряжения на I и II секциях шин 110 кВ. - Предусмотреть сооружение нового комплектного ЗРУ-15 кВ (схему РУ, количество линейных ячеек определить проектом) с вакуумными выключателями на напряжение 15 кВ, с присоединениями под ТН 15 кВ и ДГК по одной на каждой секции, ТСН 15 кВ. После расчета емкостных токов определить мощность, тип трансформаторов и ДГК. Тип корпуса ЗРУ-15 кВ определить проектом. - Вид обслуживания присоединений РУ 15 кВ (одностороннее, двухстороннее) определить проектом Тип и количество оборудования определить проектом.
Тип схемы каждого РУ	РУ 110 кВ - «110-4Н» - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». РУ 15 кВ - «10-2» – «Две, секционированные выключателями, системы шин».
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	110 кВ – две 15 кВ – двенадцать (уточнить проектом).
Количество резервных ячеек по каждому РУ	110 кВ – не требуется 10 кВ – Предусмотреть место под расширение по 4 на

	каждую секцию.
Тип и привод выключателей каждого РУ	Применить на стороне 110 кВ выключатели с элегазовой изоляцией Применить на стороне 15 кВ выключатели с вакуумной изоляцией
Основное электротехническое оборудование	Разъединители 110 кВ с электромоторным приводом главных и заземляющих ножей; Элегазовые трансформаторы тока и элегазовые или масляные трансформаторы напряжения 110 кВ, межповерочный интервал не менее 8-ми лет; Изоляция оборудования ОРУ 110 кВ – коричневый фарфор. Рассмотреть вариант применения совмещенного с трансформаторами тока и разъединителями бакового выключателя Рассмотреть вариант применения элегазового выключателя колонкового типа
Количество и мощность силовых трансформаторов	Трансформатор трехфазный с РПН на высокой стороне, напряжение 110/15 кВ, мощность 16 МВА, 2 шт. (тип определить проектом)
Тип, количество и мощность средств компенсации емкостных токов замыкания на землю	По одному компенсирующему устройству на каждую секцию 15 кВ, мощность определить проектом. По оборудованию – применить дугогасящие устройства, сблокированные с трансформаторами 15 кВ, с автоматизированной системой управления.
Тип, количество, единичная мощность и точки присоединения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Определить проектом при условии обеспечения на шинах 15 кВ $\text{tg}\varphi \leq 0,4$
Система собственных нужд	- Источники питания ТСН по стороне 15 кВ: шины 15 кВ. - Количество ТСН и схема их подключения к источникам питания 15 кВ: два ТСН, через выключатели (или предохранители).
Система оперативного тока (СОТ)	- Предусмотреть установку аккумуляторных батарей с номинальным напряжением СОТ 220 В; - Два зарядно-подзарядных устройства; - В ОПУ подстанции установить щит постоянного тока; - Систему оперативного тока выполнить с трех или двухуровневой системой защиты; - В качестве защитных аппаратов в СОПТ применить автоматические выключатели или предохранители. - Конструктивное исполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	1. Релейную защиту и автоматику выполнить в соответствии с действующими нормами и правилами.

	<ul style="list-style-type: none"> - на постоянном оперативном токе напряжением 220 В; - на микропроцессорных устройствах РЗА отечественных производителей с поддержкой протокола МЭК 61850; - микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45 – 55 Гц. <p>2. Применить для защиты и автоматики силовых трансформаторов и т.д. шкафы на базе микропроцессорных устройств.</p> <p>3. Рассмотреть необходимость установки панелей управления силовых трансформаторов с использованием:</p> <ul style="list-style-type: none"> - цифровых измерительно-преобразовательных приборов; - цифровых указателей положения РПН трансформаторов; - светодиодных ламп сигнализации положения выключателей; - светодиодных указателей положения разъединителей и заземляющих ножей. <p>4. Применить панель центральной сигнализации на базе микропроцессорных устройств.</p> <p>5. Для устройств РЗА предусмотреть отдельный оперативный ток:</p> <ul style="list-style-type: none"> - цепей основных и резервных защит; - цепей питания микропроцессорных устройств; - цепей автоматики управления выключателем стороны ВН, НН. <p>6. В составе проектной и рабочей документации по РЗА предусмотреть для каждого микропроцессорного устройства 110 кВ, 15 кВ (в части вводов трансформаторов и секционных выключателей) структурную схему используемой конфигурации логики РЗА и таблицу установленных и назначаемых функций внутренних реле устройства на матрицах входных и выходных сигналов.</p> <p>7. Для микропроцессорных устройств ВН, СН, НН техническую документацию, руководство по эксплуатации, сервисное и прикладное программное обеспечение на компакт-диске для наладки и технического обслуживания, а также необходимые соединительные шлейфы и аксессуары.</p> <p>8. Расчеты уставок защит на сторонах ВН, СН и НН с учетом руководящих указаний по расчетам РЗА, а также рекомендаций и методик разработчиков микропроцессорных устройств ВН, СН, НН.</p>
--	---

	<p>9. Расчеты селективности и чувствительности автоматов на ЩСН и ЩПТ, а также цепей ТН. При необходимости применить вводные и групповые автоматические выключатели с возможностью замедления токовой отсечки до 0,1-0,3 секунды.</p> <p>10. Расчеты на термическую стойкость и невозгораемость кабельных связей 0,4 кВ, 15 кВ и кабелей 0,4 кВ к ЩСН и ЩПТ.</p> <p>11. Привязку выходных цепей контроллеров ПЗУ ЩПТ к системе SCADA, АСУТП к устройствам сигнализации подстанции.</p> <p>12. Предусмотреть поставку комплекта программно-технического измерительного комплекса.</p> <p>13. Предусмотреть обучение персонала вновь вводимому оборудованию.</p> <p>14. Выполнить систему микроклимата в ОПУ (вентиляция, обогрев, кондиционирование).</p> <p>15. Выполнить логическую блокировку коммутационных аппаратов в составе АСУ ТП.</p>
Противоаварийная автоматика (ПА)	Определить проектом
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМПР, ОМП)	Определить проектом
Автоматическая диагностика, система мониторинга (СМ)	Не требуется
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, система сбора и передачи информации	<p>Для организации обмена информацией между ССПИ ПС 110 кВ Северо-Западная, АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ необходимо создать два независимых (основной и резервный) цифровых канала передачи данных. Основной и резервный канал должны быть разделены как на физическом, так и на логическом уровнях.</p> <p>Передача телеинформации должна осуществляться и обеспечиваться по основному и резервному каналам связи (передача телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, АО «Янтарьэнерго»). Программно-аппаратные модули, входящие в состав системы ССПИ, должны надежно выполнять свои основные функции при работе в автономном режиме в случае отказа каналов связи. Восстановление обмена информацией и синхронизация работы модулей с системой должны происходить автоматически после восстановления каналов связи.</p> <p>Требования к каналам связи:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> - тип каналов – цифровые; - полоса пропускания канала связи должна обеспечивать передачу полного объёма заложенной информации; - коэффициент готовности по каждому направлению передачи должен быть не ниже 99,9 %, время восстановления не более 5 минут; - вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88. Каналы связи должны обеспечивать возможность установки соединений по протоколу ТСР/IP. Передача телеинформации в автоматизированную систему Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ должна осуществляться по протоколу МЭК 870-5- 104. <p>ССПИ должна быть самотестируемой и вести журнал отказов, неисправностей, пропадания напряжения и других нештатных ситуаций работы оборудования и вмешательства персонала.</p> <p>ССПИ должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы. Для обеспечения надежности ССПИ должно быть предусмотрено и реализовано следующее:</p> <ul style="list-style-type: none"> - любая одиночная неисправность устройств или компонентов ССПИ и программного обеспечения не должна приводить к ошибочному функционированию системы в целом; - резервирование компонентов ССПИ с автоматическим переходом на резервный компонент в случае выхода основного из строя (горячее резервирование); - горячее резервирование активного сетевого и серверного оборудования, а также каналов связи; - сигнализация о возникновении отказов оборудования ССПИ должна быть устойчивой к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв цепей, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом не должно быть зависаний ПО системы. <p>При отказах в локальных сетях элементы ССПИ должны функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности ЛВС должен автоматически восстанавливаться обмен информацией.</p> <p>Всё оборудование системы ССПИ должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности при перерывах электропитания до 6 часов и отклонениях напряжения от номинального не более $\pm 20\%$. Для этого предусмотреть автономный</p>
--	--

	<p>альтернативный источник энергии в виде солнечных панелей.</p> <p>ССПИ должна обеспечивать реализацию описываемых ниже основных (базовых) информационных, и вспомогательных (сервисных) функций:</p> <ul style="list-style-type: none"> - общий цикл предоставления информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, АО «Янтарьэнерго», (измерение, сбор, обработка и передача всех параметров) системы телемеханики не должен превышать 1-2 с.; - автоматическая синхронизация с внешним эталонным источником времени и ведение единого астрономического времени во всех компонентах системы с требуемой точностью; - присвоение всем измерениям меток времени с требуемой точностью; - формирование предупредительной и аварийной сигнализации о нарушении заданных пределов, нарушении работоспособности или иных определенных пользователем событиях. <p>По каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и передачи значений частоты, напряжения (фазное и линейное), тока, активной и реактивной мощности по каждой фазе и их суммарная величина.</p> <p>Точки измерения на ПС 110 кВ Северо-Западная и объем передаваемой телеинформации уточняются на стадии разработки проектной документации и согласовывается с Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания».</p> <p>В тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не ниже 0,5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не ниже 0,5.</p> <p>При проектировании мест установки датчиков измерения температуры окружающего воздуха необходимо предусмотреть следующие требования: датчик температуры устанавливается на высоте 2 м над естественной поверхностью земли (травя, грунт) в деревянном или пластиковом ящике (размером приблизительно 40*40*40 см) с белыми, отражающими свет перфорированными или жалюзийными стенками, а также солнцезащитным козырьком (крышка будки должна быть герметичной и иметь наклон для стекания осадков с</p>
--	---

	<p>будки). В ближайшем окружении от датчика температуры не должно быть асфальта, бетона, щебня, камня, металла. Вокруг площадки, где размещен датчик, не должно быть значительных препятствий (большие дома, группы деревьев).</p> <p>Проектом предусмотреть организацию двух телефонных каналов связи для оперативных переговоров между дежурным персоналом ПС 110 кВ Северо-Западная, ЦУС АО «РЭК», АО «Янтарьэнерго» и диспетчерским персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ (допускается коммутация на промежуточной АТС).</p> <p>Система должна обеспечивать телеуправление коммутационными аппаратами 15 кВ и выше (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами и т.п.), устройствами РПН трансформаторов с щита управления подстанции и из ЦУС АО «Региональная энергетическая компания».</p>
АСУ ТП	<p>Оснастить объект электросетевого хозяйства противоаварийной, режимной и сетевой автоматикой, а также вновь вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объекте микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики. Проектом предусмотреть установку на ПС 110/15кВ «Северо-Западная» АСУ ТП. Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ и АО «Янтарьэнерго». В соответствии со Стандартом АО «СО ЕЭС» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците мощности (автоматическая частотная разгрузка)» от 31.12.2009 г. необходимо предусмотреть возможность подключения нагрузки энергопринимающих устройств заявителя к АЧР.</p> <p>В качестве источников информации использовать микропроцессорные измерительные приборы, аппаратуру и оборудование, терминалы защит РЗА.</p> <p>В качестве устройств телеизмерения должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классов точности не ниже 0,5.</p> <p>Для обеспечения телеинформации метками единого астрономического времени, система телемеханики должна включать устройство коррекции времени.</p> <p>Для телеинформации, передаваемой непрерывно, цикл передачи не должен превышать 1 секунду. Для</p>

		<p>телеинформации, передаваемой по отклонению измеряемых величин, время передачи не должно превышать 1 секунду.</p> <p>Время передачи телесигнализации не должно превышать 5 секунд.</p> <p>Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.</p> <p>Устройство сбора данных (УСД) должно иметь возможность передачи информации по двум независимым каналам. Пропускная способность каждого канала не менее 64 кбит/с.</p> <p>УСД должно иметь возможность подключения до 6 каналов сбора данных по цифровому интерфейсу RS-485.</p>
АИИС КУЭ		<p>Предусмотреть установку счетчиков электрической энергии типа АЛЪФА 1800 класса точности не ниже 0,5S, в цепях 110 кВ не ниже 0,2S.</p> <p>На всех присоединениях установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности не ниже 0,5S для трансформаторов тока и 0,5 для трансформаторов напряжения, измерительной обмоткой с классом точности не ниже 0,5.</p> <p>Выполнить учет электроэнергии со следующими требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 АО «Региональная энергетическая компания»; <p>обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ АО «Региональная энергетическая компания» с организацией ежесуточной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения.</p>
Система мониторинга и управления качеством электроэнергии		Определить проектом с учетом действующих НТД
Средства связи	Подстанционные сооружения ВОЛС	Определить проектом
	ЦРРЛ	Не требуется
	ВЧ-связь	Определить проектом
	Спутниковые системы связи	Не требуется

	Комплекс внутриобъектной связи	Определить проектом
	Инфраструктура средств связи	Определить проектом
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС		Оперативный персонал АО «Региональная энергетическая компания»
Вид обслуживания. Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту (ТоиР)		Подстанция без постоянного персонала
Требования к охране объекта		Определить проектом с учетом требований Постановления Правительства РФ от 19.09.2015г. № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов ТЭК»
Расположение		ЗУ с КН: 39:02:110003

ПС присвоить следующее диспетчерское наименование:

- ПС 110 кВ Северо-Западная.

5. Требования к оформлению и содержанию проектной документации

5.1. Предпроектное обследование

Не требуется.

I-й этап проектирования «Разработка, обоснование и согласование с АО «Региональная энергетическая компания», Янтарьэнерго и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ раздела основных технических решений (ОТР) и раздела «Технические требования к основному электротехническому оборудованию» (ТТ) по сооружаемому объекту».

5.2. Расчет токов короткого замыкания

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на объекте проектирования.

По результатам расчетов токов КЗ должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования на энергообъекте, а также, при необходимости, рекомендации по замене коммутационного оборудования и иного оборудования на объектах прилегающей сети и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

5.3. Основные решения по ПС

Необходимо разработать и сопоставить различные варианты (не менее 2 (двух), с оценкой экономических показателей) технических решений по ПС 110 кВ Северо-Западная (2 (два) варианта - конструктивных и компоновочных решений и 2 варианта - оборудования разных производителей для предпочтительного варианта по итогам первого этапа сравнения), с обосновывающими расчетами. Представить детальное обоснование предпочтительного варианта.

Совмещенное здание ОПУ-ЗРУ предусмотреть блочно-модульного типа, двухэтажное с надземным кабельным этажом.

В здании предусмотреть:

- ОПУ;
- ЗРУ 15;
- Помещение аккумуляторной батареи;
- Помещение связи и телемеханики;
- Помещение ремонтных бригад;
- Помещение для оперативного персонала;
- Помещение панелей и щитов собственных нужд и постоянного тока.

5.4. Технические требования (ТТ) к основному электротехническому оборудованию

После согласования предпочтительного варианта по итогам этапа сравнения (п.5.5) разработать комплект Технических требований к основному электротехническому оборудованию

5.5. В части ПС 110 кВ Северо-Западная определить и выполнить

комплексные изыскания под площадку (при необходимости) в местной системе координат, система высот Балтийская;

- координаты ПС 110 кВ Северо-Западная в системе WGS 84;
- принципиальную электрическую схему ПС 110 кВ Северо-Западная с расчетно-пояснительной запиской;
- количество и мощность трансформаторного оборудования;
- решения по организации системы электроснабжения СН (количество и мощность ТСН);
- решения по ограничению емкостного тока;
- решения по ограничению токов КЗ, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения РУ (ОРУ, ЗРУ);
- наличие особых требований к изоляции;
- общие решения по инженерным системам (противопожарным, в том числе автоматическим системам пожаротушения и сигнализации, водоснабжению и др.) и водоотводу;
- требованиям действующих СанПиН;
- эстетичный внешний вид, долговечность и стойкость к износу материалов, технических средств и конструкций (в том числе элементов интерьера), применяемых для внутренней и внешней отделки согласно стандарту;
- тип опор и фундаментов под порталы и оборудование;
- тип кабельных каналов;
- решения по благоустройству территории ПС 110 кВ Северо-Западная щебнем либо иные решения (в том числе бетонирование или асфальтирование отдельных площадок и тротуаров, устройство въездов и организация водоотвода);
- решения по молниезащите, исключаящей перекрытие изоляции и возникновение перенапряжений в цепях вторичной коммутации;
- решения по контуру заземления с применением коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;

- основные решения по организации постоянного тока (принципиальную схему, количество, емкость и место установки АБ, ЗПА и ЩПТ);
- решения по режимам АПВ;
- решение по обеспечению телеуправления коммутационными аппаратами 10 кВ и выше (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами и т.п.), устройствами РПН трансформаторов и переключателями устройств компенсации реактивной мощности с щита управления подстанции и из АО «Региональная энергетическая компания».
- решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи;
- решения по обеспечению ЭМС устройств РЗА, ИТС и СС - на основании результатов предпроектного обследования состояния электромагнитной обстановки на объекте;
- результаты предпроектного обследования систем ИТС и СС;
- схему размещения устройств РЗ, ПА на объекте строительства;
- схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН;
- структуру диспетчерского и оперативно-технологического управления объектом с указанием диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», АО «Региональная энергетическая компания», АО «Янтарьэнерго», осуществляющих диспетчерское и оперативно-технологическое управление отходящими ЛЭП, оборудованием и устройствами подстанции ПС 110 кВ Северо-Западная, направления приема-передачи оперативной и технологической информации.

5.6. Релейная защита и автоматика

В составе раздела разработать ОТР по РЗА, в том числе определить состав устройств РЗА каждого элемента проектируемого объекта.

5.7. Противоаварийная автоматика

Определить при проектировании.

5.8. Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)

В составе раздела разработать:

- перечни сигналов телеинформации для АО «Региональная энергетическая компания», АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ;
- структурную схему ССПИ (ТМ) с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации; пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по организации оперативных блокировок;
- решения по местам установки средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению;
- решения по щиту управления.
- решения по организации телеуправления

В составе раздела разработать ОТР по организации АСУ ТП в части ССПИ с использованием устройств телемеханики (ТМ), структурную схему АСУ ТП с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации. Детализированный перечень ТИ и ТС, способы и протоколы их передачи в диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» определяются АО «СО ЕЭС» в Технических требованиях.

Предусмотреть согласование с АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, объемов телеинформации необходимой для оперативно-технологического управления и диспетчеризации проектируемого объекта.

5.9. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

В составе раздела разработать ОТР по организации учета электроэнергии (АИИС КУЭ). ОТР в части АИИС КУЭ должны быть представлены структурной схемой АИИС КУЭ с указанием возможности использования существующего оборудования и порядка сбора и передаче данных на все уровни управления АО «Янтарьэнерго» и АО «Региональная энергетическая компания».

5.10. Организация связи

В составе раздела разработать ОТР по модернизации/созданию систем связи для организации передачи информации в АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания» и в Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, в том числе:

- пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;
- перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;
- направления организации каналов связи (при необходимости в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и систем связи по которым организуются данные каналы;
- линейные и структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем) с указанием типа, пропускной способности систем связи, емкости каналов связи для передачи голоса и данных (ТМ, ТЛФ и т.д.) в АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания», Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ и для передачи сигналов/команд РЗ, ПА и РА ПС 110 кВ Северо-Западная, включая линейно-кабельные сооружения по проектируемым системам связи с указанием расстояний и количества оптических волокон (ОВ).

При использовании инфраструктуры сторонних организаций должны быть представлены соответствующие согласующие письма.

Физическая среда передачи для организации каналов связи должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

5.11. Метрологическое обеспечение

В составе раздела определить и разработать:

- перечень измеряемых на объекте параметров и точки (место) измерения, диапазон изменения измеряемого параметра и перечень влияющих на результат измерения внешних величин;
- отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- требования к нормам точности измерения параметра;
- необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;
- основные требования по выбору СИ;
- основные требования к метрологическому обеспечению (МО) СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).

При разработке раздела по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ руководствоваться ГОСТ Р 8.596-2002 (см. раздел 2), СТО 56947007- 29.240.126-2012.

5.12. Материалы I этапа с пояснительной запиской по ОТР представить на рассмотрение Заказчику в объеме, необходимом для принятия решений с последующем согласованием в АО «Янтарьэнерго» и Филиале АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

5.13. Состав представляемых на рассмотрение проектных материалов по титулу: «ПС 110 кВ Северо-Западная»:

- перечень исходных данных для проектирования, утвержденное ТЗ;
- материалы, в т.ч. иллюстрационные, предпроектного обследования, в т.ч. систем ИТС (при необходимости на смежных объектах с объектом проектирования), организации и метрологическому обеспечению измерений электрических и неэлектрических величин, как входящих, так и не входящих в ИТС;
- генеральный план, схема присоединения к энергосистеме и главная электрическая схема ПС 110 кВ Северо-Западная;
- материалы геологических и геодезических изысканий; решения по площадке ПС 110 кВ Северо-Западная;
- климатическая характеристика региона строительства;
- расчеты мощности приемников СН в табличной форме. Выбор количества, единичной мощности, типоразмера ТСН, обоснование резервирования СН, выбор принципиальной схемы СН.
- требования к основным техническим и метрологическим характеристикам устанавливаемого оборудования;
- чертежи с компоновкой ПС 110 кВ Северо-Западная и каждого РУ, по которому выполняется проектирование;
- ситуационный план ПС 110 кВ Северо-Западная;
- план заходов ЛЭП на ПС 110 кВ ~~Северо-Западная~~;
- план-схема ПС 110 кВ Северо-Западная с отражением на нем вновь сооружаемых электроустановок, зданий, сооружений, коммуникаций и др.;
- организация эксплуатации, хранения аварийного резерва;
- схемы пусковых комплексов («укрупненный» ПОС);
- схема электрическая принципиальная ПС 110 кВ Северо-Западная;
- основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений электрических и неэлектрических величин) как входящих, так и не входящих в ИТС в объеме вновь устанавливаемого и реконструируемого оборудования:
- перечень измеряемых параметров с указанием норм точности измерений, диапазоны изменения измеряемых параметров (по результатам предпроектного обследования, расчета электрических режимов) и метрологических характеристик измерительных компонентов измерительных каналов;
- перечень вновь организуемых измерительных каналов с указанием состава измерительных каналов, с их привязкой к диспетчерским наименованиям;
- основные решения по организации и метрологического обеспечения измерений, в том числе, принципы интеграции существующих и вновь создаваемых ИТС.

Основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений выделяются в отдельный раздел «Метрологическое обеспечение». В части измерений, входящих в ИТС допускается выделение подразделов в разделах, посвященных этим ИТС.

- схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН с пояснительной запиской;
- расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;
- структурная схема организации АИИС КУЭ;
- структурная схема организации АСУ ТП или ССПИ с обязательным изложением основных технических решений в соответствии с ЗП;
- схемы организации АСТУ и связи;
- технико-экономические сопоставления затрат и обоснования вариантов технических решений;
- расчет стоимости строительства рекомендуемого варианта (пусковых комплексов);
- чертежи зданий ПС 110 кВ Северо-Западная.

5.14. Итогом I этапа являются:

- план подстанции ПС 110 кВ Северо-Западная;
- утвержденная принципиальная электрическая схема ПС 110 кВ Северо-Западная;
- утвержденная схема распределения по ТТ и ТН устройств информационно-технологических систем и мониторинга;
- схемы пусковых комплексов;
- график строительства с указанием состава работ.
- согласованные основные технические решения по ИТС и СС;
- согласованные решения по системе регистрации аварийных процессов и событий;
- согласованные требования по структуре диспетчерского и технологического управления оборудованием и устройствами ПС 110 кВ Северо-Западная, в т.ч. способ организации оперативного обслуживания ПС 110 кВ Северо-Западная;
- согласованная полная структурная схема организации ССДТУ с учетом прохождения каналов до Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания»;
- согласованные ОТР по релейной защите, сетевой автоматике, ПА, регистрации аварийных событий и процессов;
- согласованная схема размещения на объекте строительства и в прилегающей сети устройств релейной защиты, сетевой автоматики и устройств противоаварийной автоматики;
- согласованные ОТР (структурные схемы) по АСУ ТП и АИИС КУЭ;
- согласованный перечень измеряемых параметров;
- основные требования по выбору СИ (с учетом условий эксплуатации СИ) и их МО;
- согласованная пояснительная записка по разделу ОТР и разделу «Технические требования к основному электротехническому оборудованию» (ТТ);
- материалы инженерных изысканий (при их выполнении). Материалы инженерно-геодезических изысканий выполнить в электронном виде в формате dwg, dxf.

6. II этап «Проектирование, согласование и экспертиза проектной документации и разработка рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

Проектную документацию выполнить в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утверждённого постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Проектная документация должна соответствовать требованиям Технического задания на проектирование, функциональному назначению объекта, а также обязательным действующим градостроительным нормативам, экологическим, противопожарным, санитарно-гигиеническим требованиям, строительным нормам и правилам. Проектную документацию необходимо осуществлять в соответствии с утверждённой градостроительной документацией.

Проектной документацией должно быть предусмотрено выполнение всех условий, отражённых в выданных технических условиях.

Откорректированная проектная документация, выполненная на II этапе, на основании обращения АО «Региональная энергетическая компания» должна быть согласована в требуемом объёме с Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ и АО «Янтарьэнерго» до направления в государственную экспертизу проектной документации результатов инженерных изысканий, в ГАУ КО «ЦПЭиЦС» для проверки достоверности определения сметной стоимости.

6.1. В том числе для ПС 110 кВ Северо-Западная выполнить/определить

- необходимый для проектирования объем изыскательских работ с выносом и закреплением на местности временными реперами площадки;

- подготовку территории строительства;

- компоновку ПС 110 кВ Северо-Западная;

- проектирование инженерных коммуникаций ПС 110 кВ Северо-Западная;

- решения по зданиям и сооружениям ПС 110 кВ Северо-Западная;

- проектирование дорог, маршрутов доставки крупногабаритного груза;

- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования ПС 110 кВ Северо-Западная;

- технические требования к основному электротехническому оборудованию (Т, выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства релейной защиты, сетевой автоматики, ПА, ОМП, ССПИ, ИТС, АИИС КУЭ, СДТУ и т.д.), в том числе на основе вида обслуживания объекта;

- решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;

- проектирование схемных и технических решений по ограничению токов КЗ;

- решения по изменению (при необходимости) коэффициентов трансформации ТТ или замене оборудования в прилегающей сети ПС 110 кВ Северо-Западная;

- технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом и смежных объектах (при необходимости);

- необходимость и возможность расширения ПС 110 кВ Северо-Западная в перспективе;

- решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН): схему системы СН и схему питания СН; требуемая мощность источников СН;

- проектирование конструктивных, схемных и технических решений по конфигурации комплекса технических средств безопасности (решения должны быть оформлены отдельным разделом согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №73);

- решения по действию сигнализации и технологической автоматики при срабатывании датчиков снижения давления (плотности) элегазовых измерительных трансформаторов и выключателей ЛЭП и оборудования;

- прочие разделы проектной документации.

6.1.1. Решения по обеспечению пожарной безопасности должны быть оформлены отдельным разделом «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

6.1.2. Требования к содержанию раздела охрана окружающей среды

6.1.2.1. Содержание текстовой части:

а) результаты оценки воздействия на окружающую среду;

б) перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов на период строительства и эксплуатации линейного объекта, включающий:

- мероприятия по охране атмосферного воздуха;
- мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова;

- мероприятия по рациональному использованию и охране вод и водных биоресурсов на пересекаемых линейным объектом реках и иных водных объектах;

- мероприятия по рациональному использованию общераспространенных полезных ископаемых, используемых при строительстве;

- мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов;

- мероприятия по охране недр и континентального шельфа Российской Федерации;

- мероприятия по охране растительного и животного мира, в том числе:

- мероприятия по сохранению среды обитания животных, путей их миграции, доступа в нерестилища рыб;

- сведения о местах хранения отвалов растительного грунта, а также местонахождении карьеров, резервов грунта, кавальеров;

- программу производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации линейного объекта, а также при авариях на его отдельных участках;

- программу специальных наблюдений за линейным объектом на участках, подверженных опасным природным воздействиям;

- конструктивные решения и защитные устройства, предотвращающие попадание животных на территорию электрических подстанций, иных зданий и сооружений линейного объекта, а также под транспортные средства и в работающие механизмы;

г) сведения о местах хранения отвалов растительного грунта, а также местонахождении карьеров, резервов грунта, кавальеров;

д) перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных затрат.

6.1.2.2. Содержание графической части:

а) карта-схему с указанием размещения линейного объекта и границ зон с особыми условиями использования территории, мест обитаний животных и растений, занесенных в Красную книгу Российской Федерации и красные книги субъектов Российской Федерации;

б) карта-схему границ зон экологического риска и возможного загрязнения окружающей природной среды вследствие аварии на линейном объекте.

6.2. В части технических решений по релейной защите, сетевой автоматике, ПА объекта проектирования и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств, необходимо откорректировать (выполнить/определить) в т.ч.:

6.2.1. Схему размещения устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА, ОМП на объекте строительства.

6.2.2. Совмещенную схему распределения по ТТ и ТН устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, мониторинга оборудования подтвердить на основании расчетов решения, принятых на I этапе проектирования.

6.2.3. Схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования.

6.2.4. Принципиальные электрические и структурно-функциональные схемы устройств РЗ, сетевой автоматики присоединений и ПА с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств релейной защиты, сетевой автоматики, ПА и отдельных функций, и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС 110 кВ Северо-Западная.

6.2.5. Перечень всех функций РЗ, сетевой автоматики, ПА каждого защищаемого элемента сети (шины, Т и т.д.), необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

6.2.6. Расчет параметров срабатывания устройств РЗ на объекте проектирования и смежных объектах (при необходимости), сетевой автоматики для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств с целью:

- определения необходимости подключения защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной) к ТТ в линии (для ЛЭП, коммутируемой двумя выключателями) в случае применения соответствующей схемы ПС;

- обоснования количественного состава устройств РЗ.

6.2.7. Обоснование требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗ (дифференциальная защита трансформаторов, дифференциальная защита шин и т.д.) и ПА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения и т.п.).

6.2.8. Решения по приближению устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА к первичному оборудованию.

6.2.9. Технические решения по устройствам РЗ, сетевой автоматики, ПА, РАС, ССДТУ оформить отдельными томами (разделами).

6.2.10. Решения по доступу к файлам осциллограмм функций регистрации аварийных событий в устройствах РЗА из АО «Региональная энергетическая компания».

6.2.11. Выполнить расчеты параметров настройки устройств РЗА, с учетом руководящих указаний по расчетам РЗА, а также рекомендаций и методик разработчиков применяемых микропроцессорных устройств. Проектные параметры настройки устройств РЗА согласовать с заводом-производителем УРЗА, АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания». На основании согласованных расчетов подготовить файлы конфигурации соответствующих устройств РЗА.

6.2.12. Выполнить расчеты селективности и чувствительности автоматов на ЩПТ и ЩСН.

6.2.13. Выполнить расчеты на термическую стойкость и невозгораемость кабельных связей и кабелей 0,4 кВ к ЩСН и ЩПТ.

6.2.14. Выполнить привязку выходных цепей контроллеров ПЗУ ЩПТ к устройствам сигнализации подстанции.

6.3. В части технических решений по ССПИ необходимо спроектировать (выполнить/определить):

Решения по организации автоматизированных рабочих мест (АРМ):

- определение количества АРМ на ПС 110 кВ Северо-Западная;
- определение функций для каждого типа АРМ;
- определение конфигурации для каждого типа АРМ (состав и характеристики аппаратного обеспечения);
- характеристика программного обеспечения (ПО) для каждого типа АРМ (состав и функциональное назначение каждого вида ПО);
- перечень функциональных подсистем и задач ССПИ. Дать характеристику задач, решаемых в ССПИ, по каждой подсистеме;
- структурная схема ССПИ;

перечень сигналов, собираемых в ССПИ, в том числе передаваемых в АО «Янтарьэнерго», АО «Региональная энергетическая компания» и Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- наименование параметров;
- тип сигнала;
- источник информации;
- тип измерительного преобразователя (датчика).

6.3.1. Решения по обмену технологической информацией с АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления по вновь вводимому оборудованию. Протокол передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протокола и организация обмена должна соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104.

6.3.2. Решения по организации дистанционного управления коммутационными аппаратами (КА) из ЦУС АО «РЭК» в соответствии со структурой оперативного управления.

6.3.3. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы ССПИ, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах ССПИ.

6.3.4. Решения по подсистеме мониторинга и управления инженерными системами ПС 110 кВ Северо-Западная.

6.3.5. Решения по интеграции (информационному обмену) в ССПИ систем РЗ, ПА, АИИС КУЭ, мониторинга и диагностики состояния основного оборудования и инженерных систем подстанции, взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандартных протоколов.

6.3.6. Решения по организации измерений (характеристики входных сигналов, классы точности), сбору дискретной информации (характеристики входных сигналов), управлению (характеристики выходных сигналов). Решения по организации коммуникаций между устройствами и подсистемами на базе стандартных протоколов.

6.3.7. Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в ССПИ.

6.4. В части технических решений по АИИС КУЭ ПС необходимо откорректировать (выполнить/определить):

6.4.1. Учет электрической энергии выполнить в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.122-2006).

При комплектации ячеек РУ подстанции обязательно использование измерительного оборудования, согласованного с Заказчиком.

Применить счетчики класса точности 0.5S (на отходящие присоединения). При этом на подстанции должны быть согласованные с заказчиком установлены счетчики одного типа;

6.4.2. В точках расчетного и технического учета предусмотреть трансформаторы тока с двумя измерительными обмотками, классов точности 0,5S/0,5 обмотки класса точности 0,5S использовать для АИИС КУЭ/ТУЭ обмотки класса точности 0,5 для подключения измерительных приборов.

6.4.3. Для возможности расширения диапазонов подключаемой нагрузки использовать переключаемые по первичной стороне трансформаторы тока (трансформаторы имеют 2 коэффициента трансформации).

6.4.4. Точки расчетного и технического учета соответственно уровням напряжения шин ПС 110 кВ Северо-Западная должны быть подключены к трансформаторам напряжения класса точности 0.5S. Предусмотреть установку ТН для учета электроэнергии и выделение одной из обмоток только для подключения измерительных цепей счетчиков.

6.4.5. Предусмотреть организацию системы АИИС КУЭ; для уровня ИВКЭ применить УСПД при условии согласования его с заказчиком.

Предусмотреть на уровне ИВКЭ организацию синхронизации астрономического времени на базе "Глобальной навигационной спутниковой системы GPS ГЛОНАСС".

Организовать передачу информации АИИС КУЭ/ТУЭ на верхний уровень (сервер АО «Янтарьэнерго»), предусмотреть резервный канал связи. Передача данных АИИС КУЭ должна осуществляется с УСПД уровня ПС 110 кВ Северо-Западная на общий сервер АО «Янтарьэнерго» и АО «Региональная энергетическая компания». Передача информации другим заинтересованным сторонам осуществляется из АО «Региональная энергетическая компания» по согласованию.

6.4.6. Выполнить расчеты:

- по выбору сечения кабелей учета и падения напряжения от измерительных трансформаторов напряжения до счетчиков электроэнергии;

- нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (с учетом всех цепей нагрузки);

- предел допустимой погрешности измерительных каналов учета электроэнергии ПС 110 кВ Северо-Западная.

6.4.7. Требование к системе учета электроэнергии на уровне информационно измерительного комплекса точки учета (ИИК ТУ), при создании системы учета на уровне ИИК ТУ необходимо обеспечить:

6.4.7.1 Коммерческий учет должен быть установлен на границе балансовой принадлежности либо быть максимально приближенной к ней;

Технические средства ИИК ТУ устанавливаются с учетом организации каналов передачи данных на верхний уровень, которым является центр сбора и обработки информации в АО «Региональная энергетическая компания»;

Технические средства ИИК ТУ, при их размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенные для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью и должны иметь возможность установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и консолях), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Все средства измерений, используемые на уровне ИИК ТУ, должны быть внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации, и иметь действующие свидетельства о поверке.

6.4.8. Требования к трансформаторам тока и напряжения ИИК ТУ

6.4.8.1. Для проведения измерений применять трансформаторы тока и напряжения класса точности не ниже 0,5.

6.4.8.2. Измерительные трансформаторы должны устанавливаться на границах балансовой принадлежности или быть максимально приближены к ней.

Измерительные трансформаторы тока должны обеспечивать требуемую погрешность измерения во всем диапазоне рабочих токов. При невозможности обеспечения согласования требований по погрешности измерения с требованиями релейной защиты применить трансформаторы с различными коэффициентами трансформации вторичных обмоток (измерительной и релейной защиты).

6.4.8.3. Для коммерческих измерений в сетях с глухозаземленной нейтралью измерительные трансформаторы тока должны быть установлены в трех фазах, к которым следует подключать трехфазные трехэлементные счетчики.

6.4.8.4. Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока.

6.4.8.5. Не допускается перегрузка измерительных трансформаторов во всех эксплуатационных режимах.

6.4.8.6. Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, по электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

6.4.8.7. Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

6.4.9. Требования к вторичным цепям:

6.4.9.1. Выполнить мероприятия, обеспечивающие защиту средств коммерческого учета от несанкционированного доступа (установить специализированные шкафы учета, например, ШУ-1, ШУ-2 или другие с аналогичными характеристиками, специализированные блоки, коробки, панели и т.п.).

6.4.9.2. Потери напряжения в цепи трансформатор напряжения - электросчетчик не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

6.4.9.3. Подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенный непосредственно возле счетчика.

6.4.9.4. Измерительные цепи ИИК ТУ должны предусматривать возможность подключения образцового счетчика без отключения присоединения.

6.4.9.5. Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

6.4.9.6. Вторичные цепи должны соответствовать требованиям главы 3.4 ПУЭ.

6.4.9.7. В цепях учета электрической энергии от измерительных трансформаторов до счетчиков установка промежуточных клеммных колодок не допускается. Для обеспечения контроля и измерений перед счетчиками должны устанавливаться пломбируемые клеммные колодки. Измерительные трансформаторы тока должны иметь устройства для их пломбирования.

6.4.10. Требования к счетчикам электроэнергии.

6.4.10.1. Технические параметры и метрологические характеристики расчётных счётчиков электроэнергии должны отвечать требованиям ГОСТ 30206-94 Счетчики должны обеспечивать реверсивный учёт электроэнергии (на шинах, где это необходимо) для ИИК ТУ, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях. Счетчики должны проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности).

6.4.10.2. Счетчики на уровне напряжения ниже 110 кВ должны удовлетворять классу точности не ниже 0.2 S;

6.4.10.3. Обеспечение измерения активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за получасовые интервалы времени;

6.4.10.4. Обеспечение, при производстве расчетов за реактивную мощность, измерений интегрированной реактивной мощности в двух направлениях;

6.4.10.5. Обеспечение возможности подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания и обратно при исчезновении основного (резервного) питания;

6.4.10.6. Обеспечение нескольких цифровых интерфейсов (RS-485, RS-232);

6.4.10.7. Возможности подключения резервного питания;

6.4.10.8. Обеспечение ведения встроенного календаря и часов (точность хода встроенных энергонезависимых часов не хуже ± 5.0 секунд в сутки с внешней синхронизацией от УСВ, работающей в составе СЕВ);

6.4.10.9. Обеспечение наличия энергонезависимой памяти для хранения запрограммированных параметров счетчика и сохранения последних данных по активной и реактивной энергии при пропадании питания;

6.4.10.10. Ведение «журнала событий» (фиксация количества перерывов питания, попыток несанкционированного доступа, количества и дат связей со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных, отклонение напряжения сверх заданных пределов и т.п.);

6.4.10.11. Обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне и физическом уровне, с помощью пломбирования;

6.4.10.12. Обеспечение автоматической самодиагностики;

6.4.10.13. Счетчики должны обеспечивать работоспособность при температуре окружающего воздуха от -35°C до $+50^{\circ}\text{C}$;

6.4.10.14. Средняя наработка на отказ - не менее 35000 часов;

6.4.10.15. Межповерочный интервал не менее 16-ти лет.

6.4.10.16. Хранение профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток;

6.4.10.17. В проектной документации представить решения по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ в соответствии с СТО 56947007- 29.240.126-2012;

6.4.10.18. В проектной документации представить решения на уровне ИВКЭ по организации резервного питания счетчиков и УСПД от шин обеспеченного питания ПС 110 кВ Северо-Западная.

6.5. В части организационно-технических решений по созданию систем связи для передачи технологической информации и диспетчерских команд в режиме реального времени в АО «РЭК», АО «Янтарьэнерго» и Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ в соответствии с техническими требованиями по организации обмена технологической информацией, НТД:

6.5.1. Волоконно - оптические линии связи (ВОЛС) — основной канал связи/резервный канал связи.

6.5.2. Радиоканал — резервный канал связи (в случае отсутствия технической возможности организации резервного канала ВОЛС в соответствии с НТД).

6.5.3. Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему, локальную вычислительную сеть, систему телефонной, оперативно-диспетчерской связи. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проекте с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС 110 кВ Северо-Западная (с постоянным обслуживающим персоналом).

6.5.4. Обеспечение инфраструктуры, включая:

- подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения (система климат-контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.);

- организацию системы гарантированного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (не менее 6 часов,).

6.5.6. Схему организации связи с указанием транзитных узлов связи, таблицу распределения информационных потоков систем связи, включая согласование с АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ и других заинтересованных организаций.

6.5.7. Решения по организации системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, тактовой синхронизации, системы сигнализации, системы маршрутизации, системы нумерации, системы защиты информации.

6.5.8. Выбор диапазона частот для всех участков систем ВЧ-связи и УКВ.

6.5.9. Расчеты эксплуатационных затрат на организацию арендованных каналов связи (в случае применения).

6.5.10. Технические требования на каждую систему связи.

6.6. Технические решения в части метрологического обеспечения

6.6.1 Раздел «Метрологическое обеспечение» должен быть оформлен самостоятельным томом (разделом) и содержать сводную ведомость с перечнем разделов по МО, входящих в состав проектной документации на отдельные системы (АИИС КУЭ, ПТК ССПИ, АСУ ТП). При этом раздел по МО каждой из систем оформляется самостоятельным подразделом в составе соответствующей проектной документации.

6.6.2 Раздел «Метрологическое обеспечение» должен предусматривать выполнение метрологических мероприятий и работ, направленных на обеспечение единства и качества измерений, должен включать:

- перечень измеряемых параметров (для СИ, не входящих в измерительные системы) с указанием точки измерения и места установки СИ, принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений и диапазона изменения параметра;

- перечень ИК, входящих в состав измерительных систем (АИИС КУЭ, ПТК ССПИ, АСУ ТП), с указанием принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений, диапазона изменения параметра, компонентного состава ИК;
- условия эксплуатации СИ с указанием перечня внешних влияющих величин на результат измерений (в виде номинальных значений и диапазонов их изменения);
- расчеты-обоснования по выбору метрологических характеристик (МХ) СИ (требованиям нормативной документации на СИ) и ИК (требования к нормам точности измерений параметра или приписанной погрешности измерений ИК согласно МВИ);
- требования к метрологическим и техническим характеристикам каждого СИ;
- требования к конструктивному исполнению СИ, позволяющие проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку и калибровку;
- требования к метрологическому обеспечению на всех этапах жизненного цикла;
- расчет нагрузки во вторичной цепи измерительных трансформаторов тока (ТТ);
- расчёт нагрузки во вторичной цепи измерительных трансформаторов напряжения (ТН);
- расчет потерь напряжения в проводах измерительных цепей напряжения;
- структурно-функциональные схемы включения СИ, с указанием: входных цепей, выходных цепей, клеммных коробок, необходимых для оперативного ввода/вывода из работы, поверки, калибровки СИ;
- расчет необходимого объема обменного фонда СИ, требуемого для неотложной замены аварийно вышедших из строя СИ, с указанием всех метрологических и технических характеристик;
- расчет требуемого парка эталонов, рабочих СИ, необходимых для технического и эксплуатационного обслуживания объекта с указанием всех метрологических и технических характеристик;
- требования к квалификации и расчет численности персонала, необходимого для метрологического обеспечения объекта.

Весь парк СИ (вновь устанавливаемые и заменяемые), обменный фонд СИ, эталоны и рабочие СИ, требуемые для технического и эксплуатационного обслуживания объекта, должны в полном объеме быть внесены в заказные спецификации.

6.7 Решения по организации электропитания систем РЗА, АСУ ТП, систем связи и других систем, включая:

- таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;
- определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров ЗПА;
- схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН;
- ориентировочные расчеты токов КЗ в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;
- построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли».

6.8. Привести предварительный расчет объема кабельной продукции.

6.9. Инженерно-технические вопросы гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Раздел оформить отдельным томом.

6.10. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» оформить отдельным томом. Противопожарные мероприятия разрабатываются в соответствии с действующими федеральными законами, правилами пожарной безопасности РФ и отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

6.11. Проект организации строительства (ПОС) с определением сроков выполнения строительно-монтажных работ, включая предложения по выделению очередей и пусковых комплексов, график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

6.12. Выполнить раздел «Организация эксплуатации» с определением потребности в технике, необходимой для эксплуатации и ремонтов, а также требуемого количества, площади и технического оснащения гаражей, численности и квалификации оперативного и ремонтного персонала, водителей, персонала по техническому обслуживанию и ремонту транспортных средств, а также необходимого объема аварийного резерва и ЗиП и места их размещения.

6.13. Сметную документацию выполнить в программе «WINРик».

6.13.1. Выполнить в соответствии с п.п. 28, 30, 42 Постановления Правительства РФ от 16.02.08 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». Сметную документацию (в том числе сводный сметный расчет) составить в текущем уровне цен с применением сметных нормативов, включенных в федеральный реестр сметных нормативов, подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств юридических лиц, доля в уставных (складочных) капиталах которых Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований составляет более 50 процентов.

6.13.2. Сметная документация должна быть разработана базисно-индексным методом в программе «WINРик», Excel в действующей сметно- нормативной базе с применением региональных индексов базисной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ на момент сдачи сметной документации на госэкспертизу для проведения проверки достоверности определения сметной стоимости строительства объекта в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 18.05.2009г № 427 «О порядке проведения проверки достоверности определения сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств юридических лиц, доля в уставных (складочных) капиталах которых Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований составляет более 50 процентов».

6.13.3. Сметную документацию следует разработать на основе стоимости фактически закупленного Заказчиком оборудования на основании конкурентных процедур согласно техническим требованиям к основному электротехническому оборудованию.

6.13.4. Локальные сметные расчеты выполнять по приказу Минстроя №421/пр. от 04.08.2020 г. в уровне цен на текущий квартал года.

В составе сметной документации разработать следующие альбомы (приложения):

- протоколы согласования цены;
- конъюнктурный анализ;
- ведомость объемов работ.

6.13.5. В раздел сводного сметного расчёта стоимости строительства включить следующие затраты:

- стоимость проектных и изыскательских работ (т. ч. авторский надзор);

- затраты по разбивке основных осей сооружений, трасс инженерных коммуникаций, переноса их в натуру и закреплению пунктами и знаками;
- на обследование земельного участка и сопровождение земляных работ на наличие взрывоопасных предметов;
- на восстановление дорожного покрытия, благоустройства;
- затраты по сносу и компенсации восстановительной стоимости зеленых насаждений;
- на компенсацию стоимости сносимых строений и сооружений, попадающих в зону строительства определить проектом;
- на возмещение собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков, либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц;
- на осуществление мероприятий по поиску и захоронению останков погибших в главу - прочие работы и затраты;

Учесть при выполнении сметных расчетов условия производства работ и усложняющие факторы (например, стесненные условия и т. п.).

В главу 9 «Прочие затраты и расходы» Сводного сметного расчета включить:

- дополнительные затраты на производства работ в зимнее время в соответствии с нормативами ГСН81-05-02-2007;
- затраты на страхование строительных рисков в размере, не превышающем 1 процента от полной стоимости работ, определенной по набору глав 1-8 сводного сметного расчета;
- прочие.

В главу 10 Сводного сметного расчета включить затраты на содержание службы заказчика-застройщика в размере 2% от итога глав 1-9 Сводного сметного расчета;

Включить в Сводный сметный расчет резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

В сметной документации учесть:

- затраты на комплектацию аварийного запаса.
- на проведение государственной экспертизы проектной документации и проверки достоверности определения сметной стоимости объекта в соответствии с постановлениями Правительства РФ №145 от 05.03.2007 г. «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий»;
- стоимость проведения государственной экспертизы о проверке достоверности определения сметной стоимости объекта капитального строительства, строительство которого финансируется с привлечением средств юридических лиц, доля в уставных (складочных) капиталах которых Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований составляет более 50 процентов, в соответствии с постановлением Правительства РФ № 427 от 18.05.2009 «О порядке проведения проверки достоверности определения сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств федерального бюджета»;

Включить в расчет сметной стоимости затраты на строительство временных зданий и сооружений в соответствии с нормативами ГСН 81-05-01-2001.

Сводный сметный расчет выполнить с разделением затрат по собственникам объектов

8. Разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов» (после проведения закупочных процедур на поставку оборудования и материалов).

8.1. Разработку РД выполнить в соответствии с нормативными требованиями.

8.2. Рабочая документация, разработанная на III этапе, должна быть согласована в требуемом объёме с Заказчиком, АО «Региональная энергетическая компания», АО «Янтарьэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

8.3. РД разрабатывается на основании и с учётом:

- технических решений по объекту проектирования и объектам в прилегающей электрической сети, определённых на стадии ПД;
- выбора состава и определённых марок (типов) первичного и вторичного оборудования, подлежащих установке на объекте.

9. Особые условия.

9.1. При выполнении ПИР необходимо применять оборудование и материалы соответствующее Российским стандартам, сертифицированные в установленном порядке.

Применяемые на ПС 110 кВ Северо-Западная силовое оборудование, конструкции и элементы ВЛ, устройства РЗ, ПА, АСУ ТП и связи, АИИС КУЭ, СМ и УКЭ, АСДТУ, систем диагностики, а также программно-технические комплексы и программное обеспечение систем АСТУ должны быть согласованы с АО «РЭК».

Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0-55,0 Гц.

Подрядная организация обеспечивает согласование основных технических решений и применяемого электрооборудования с АО «РЭК», АО «Янтарьэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

9.2. Графические материалы проектных решений, связанные с размещением проектируемого объекта, выполнить в электронном виде в формате dwg, dxf; текстовые материалы по отводу земельных участков выполнить в электронном виде в программах MSWord, Excel. Отсканированные версии откорректированных разделов проектной и рабочей (иной) документации, в том числе и с официальными подписями, должны быть представлены в формате AdobeAcrobat.

Не допускается передача документации в формате AdobeAcrobat с пофайловым разделением страниц.

9.3. Проектная, рабочая документации являются собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

9.4. Подрядная организация получает все необходимые согласования и заключения с производителями оборудования и устройств.

9.5. При необходимости, по запросу подрядной организации, выполняющей проектирование, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

9.6. Подрядная организация обеспечивает:

- получение положительных заключений экспертиз по проектной документации;

- сопровождение документации в процессе ее согласования и добивается получения согласования;

- сопровождение документации в Государственной экспертизе и добивается получения положительного заключения;

- внесение соответствующих изменений с согласованием с Заказчиком в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания;

9.7. В случае выявления, на этапе выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ошибок проектирования подрядная организация обеспечивает безвозмездную корректировку проектных решений с устранением несоответствий. Доработка проектных решений не должна приводить к переносу срока ввода объекта.

9.8. При разработке документации использовать действующие диспетчерские наименования существующих линий электропередачи, подстанций и подстанционного оборудования, согласно актуальным, ежегодно утверждаемым АО «Янтарьэнерго», территориальными сетевыми организациями и генерирующими компаниями энергосистемы Калининградской области:

- «Нормальной схеме электрических соединений 60-110-330 кВ АО «Янтарьэнерго» на предстоящий очередной год».

- Нормальным схемам электрических соединений ПС 60, 110 и 330 кВ на предстоящий очередной год».

- «Нормальным схемам электрических соединений РУ 110 и 330 кВ электростанций на предстоящий очередной год».

и

- Действующему «Перечню объектов диспетчеризации Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ с их распределением по способу управления».

-

10. Срок выполнения проектной и рабочей документации

В соответствии с условиями договора.

11. Исходные данные для разработки проекта

11.1. Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их определяются условиями договора на разработку проектной документации и календарным графиком. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объект. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Сокращения, принятые в Техническом задании:

АБ	- аккумуляторная батарея
АИИС	- автоматизированная информационно-измерительная система
КУЭ	коммерческого учета электроэнергии

АЛАР	- автоматика ликвидации асинхронного режима
АОПН	- автоматика ограничения повышения напряжения
АОПО	- автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	- автоматика ограничения снижения напряжения
АПВ (ЧАПВ)	- автоматика повторного включения (частотная автоматика повторного включения)
АПНУ	- автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРМ	- автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами
АЧР	- автоматика частотной разгрузки
ВОК	- волоконно-оптический кабель
ВОЛС	- волоконно-оптическая линия связи
ВЛ	- воздушная линия
ВЧ-связь	- высокочастотная связь
ДЦ	- диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»
ГОСТ	- государственный стандарт
ИА	- исполнительный аппарат
ИК	- измерительный канал
ИВК	- информационно-вычислительный комплекс
ИТС	- информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ)
ЗП	- техническое задание на проектирование
ЗПА	- зарядно-подзарядный агрегат
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство
КА	- коммутационные аппараты
КВ (УКВ)	- коротковолновой (ультракоротковолновой)
КВЛ	- кабельно-воздушная линия
КД	- конкурсная документация
КЗ	- короткое замыкание
КЛ	- кабельная линия
КРУ (КРУН)	- комплектное распределительное устройство (комплектное распределительное устройство наружного исполнения)
КРУЭ	- комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция
ЛВС	- локальная вычислительная сеть
ЛЭП	- линия электропередачи
МВИ	- методика выполнения измерений
МО	- метрологическое обеспечение
МПК	- микропроцессорный комплекс
МЭК	- Международная электротехническая комиссия
НТД	- нормативно-технический документ
ОВ	- оптическое волокно
ОВОС	- оценка воздействия на окружающую среду
ОКГТ	- грозозащитный трос со встроенным оптическим кабелем
ОМП	- определения места повреждения
ОПН	- ограничитель перенапряжения
ОПТ	- оперативный постоянный ток

ОПУ	- общеподстанционный пункт управления
ОРД	- организационно-распорядительный документ
ОРЭ	- оптовый рынок электроэнергии
ОТР	- основные технические решения
ПА	- противоаварийная автоматика
ПД	- проектная документация
ПКЭ	- показатель качества электроэнергии
ПО	- программное обеспечение
ПОС	- проект организации строительства
ПС	- подстанция
ПТЭ	- правила технической эксплуатации
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РА	- режимная автоматика
РАС	- регистратор аварийных событий
РД	- рабочая документация
РДУ	- региональное диспетчерское управление
РЗА	- релейная защита и автоматика
РУ	- распределительное устройство
РЩ	- релейный щит
ССДТУ	- система связи диспетчерского и технологического управления
СКС	- структурированная кабельная система
СМ	- система автоматической диагностики (мониторинга)
СН	- собственные нужды
СО (СТО)	- стандарт организации
СКРМ	- средства компенсации реактивной мощности
СОПТ	- система оперативного постоянного тока
СП	- система передачи
СС	- средства связи
ССПИ	- система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления
Т	- трансформатор
ТАПВ	- трехфазное автоматическое повторное включение
ТЕР	- территориальные единичные расценки
ТИ	- телеизмерения
ТС	- телесигнализация
ТМ	- телемеханика
ТН	- трансформатор напряжения
ТОиР	- техническое обслуживание и ремонт
ТСН	- трансформатор собственных нужд
ТТ	- трансформатор тока
ТХН	- трансформатор хозяйственных нужд
УПАСК	- устройство передачи аварийных сигналов и команд
УСПД	- устройство сбора передачи данных
ЦРРЛ	- цифровая радиорелейная линия
ДОТ и СУ	- департамент оперативно-технологического и ситуационного управления
ШРОТ	- шкаф распределения оперативного тока

ЩПН

- щит постоянного тока

ЩСН

- щит собственных нужд

ЭМС

- электромагнитная совместимость