

СОГЛАСОВАНО:

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



С.А. Клепиков  
2021 г.

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Восточно-Сибирской дирекции  
по энергообеспечению – структурное  
подразделение Трансэнерго –  
филиала ОАО «РЖД»

М.И. Авдиенко  
«\_\_» 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по передаче электроэнергии –  
главный инженер  
ОАО «ИЭСК»



Ю.Н. Терских  
2021 г.

### ЗАДАНИЕ

на разработку проектной и рабочей документации

**«Модернизация ПС 220/110/10 кВ Коршуниха «Установка АОПО ВЛ 110 кВ Черная –  
Коршуниха с реализацией УВ на ОН».**

**«Модернизация ПС 110 кВ Гидростроитель «Установка АОПО ВЛ 110 кВ  
Гидростроитель – Зяба с реализацией УВ на ОН».**

#### 1. Основание для проектирования.

- 1.1. Инвестиционная программа ОАО «ИЭСК» на 2021-2024 год.
- 1.2. Решения протокола совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова № НШ-21пр 28 января 2021 г.

#### 2. Вид строительства.

Модернизация.

#### 3. Район, пункт и площадка строительства.

- 3.1 Иркутская область, Нижнеилимский район, г. Железногорск-Илимский, территория ПС 220 кВ Коршуниха
- 3.2 Иркутская область, Братский район, город Братск, территория ПС 110 кВ Гидростроитель.

#### 4. Объем проектной документации.

4.1. Разработанная проектная и рабочая документация в обязательном порядке должна соответствовать требованиям Правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме и Национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования».

Проектная документация должна содержать:

- расчеты установившихся электроэнергетических режимов и расчеты статической устойчивости, необходимые для расчета и выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования комплексов и устройств ПА;
- технические решения по созданию (модернизации) РЗА и по созданию (модернизации) каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА;
- функциональные блок-схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и с другими

устройствами (трансформаторами тока и напряжения, преобразователями аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами), на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними;

- технические решения по регистрации аварийных событий и процессов с использованием регистраторов аварийных событий и процессов - в случае если в соответствии с Требованиями к оснащению ЛЭП и оборудования устройствами РЗА требуется установка таких регистраторов;

- расчеты, необходимые для проверки соответствия технических характеристик трансформаторов тока и подключенных к ним устройств релейной защиты требованиям к обеспечению правильной работы релейной защиты при коротких замыканиях, сопровождающихся насыщением трансформатора тока.

Состав технических решений и расчетов, включаемых в разрабатываемую проектную документацию, должен определяться на основании вышеуказанных расчетов, технических решений и блок-схем, с учетом характера и объема работ по созданию (модернизации) РЗА, выполняемых в данного проекта.

В состав рабочей документации должны входить следующие материалы:

- пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования новых (модернизированных) комплексов и устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;

- схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);

- принципиальные и монтажные схемы электрических соединений устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, трансформаторами тока и напряжения, преобразователями аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними;

- принципиальные и (или) функционально-логические схемы в графическом виде, отражающие алгоритмы функционирования устройств РЗА, выполненные с применением стандартных для применяемого устройства РЗА логических элементов;

- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА на бланках уставок заводов-изготовителей;

- схемы организации каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА, выполненные в соответствии с Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА;

- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;

- принципиальные и монтажные схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

- принципиальные и монтажные схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- журналы контрольных кабелей;

- принципиальные и монтажные схемы электрических соединений автоматики управления выключателей;

- технические решения по реализации информационного обмена устанавливаемых (модернизируемых) комплексов и устройств РЗА с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики, автоматизированными системами технологического управления, автоматизированными системами диспетчерского управления.

Состав вышеуказанных технических решений и схем, включаемых в рабочую документацию, должен определяться исходя из характера и объема проектируемых мероприятий по созданию (модернизации) РЗА.

А также:

- Перечень оборудования и устройств для закупки вместе с техническими требованиями к устройствам, шкафам и оборудованию связи;

- Задание заводу на изготовление шкафов с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорного устройства по форме завода изготовителя;
- Структурную схему передачи команд противоаварийной автоматики и релейной защиты на объектах проектирования;
- Монтажные схемы панелей, шкафов и оборудования;
- Планы (чертежи) размещения оборудования и прокладки кабельных связей;
- Планы (чертежи) демонтируемого оборудования и кабельных связей (при необходимости);
- Сборочные и габаритные чертежи;
- Схема кабельных связей;
- Технические решения по электромагнитной совместимости вновь устанавливаемых устройств и их защите от импульсных помех;
- Спецификации оборудования, материалов и комплектующих;
- Сметная документация;
- Проект организации строительства (ПОС) с определением продолжительности выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая предложения по выделению очередей и этапов строительства, с технологическими решениями и схемами переключения устройств, график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.;
- Перечень сигналов ТИ, ТС и АПТС, передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;
- Технические решения по устройствам АСУ ТП (ССПИ, ТМ) – оформить отдельными томами.

На основании результатов, определенных в разделах по расчету режимов и предпроектному обследованию состава и размещения на ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ Гидростроитель и смежных технологически связанных объектах, вновь устанавливаемых/модернизируемых устройств РЗА, в т.ч. УПАСК, а также организацию каналов ПА, алгоритмы функционирования проектируемых устройств АОПО ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха и ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба и решения по реализации их УВ, необходимо определить/выполнить:

- состав вновь устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств ИТС, в т.ч. РЗ, СА, ПА, РА и РАСП (РАС, ОМП, СМПР) каждого элемента модернизируемого объекта и каждой отходящей ЛЭП (в том числе на противоположных концах ЛЭП);
- схему размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗ, СА, ПА, РА и РАСП (РАС, ОМП, СМПР) на объекте проектирования и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;
- каналы, технологии и состав оборудования связи, используемые для целей РЗ, ПА, РА и РАСП, (количество фаз с ВЧ-обработкой, при использовании ВЧ каналов связи по ЛЭП, количество ОВ, оборудования мультимплексирования (при обоснованном отказе организации работы РЗ, ПА и РА по выделенным волокнам волоконно-оптического кабеля) при организации ВОЛС);
- общую структурную схему связи с указанием оборудования всех проектируемых и существующих систем связи, используемых проектом, в том числе мультимплексоров транспортных и доступа, систем ВЧ связи, оборудования коммутации и маршрутизации, с указанием длин мультимплексорных секций и ВЧ трактов, способом организации ЛКС;
- структурную схему организации каналов РЗА (с учетом различных сред передачи, включая каналы по выделенным волокнам);
- расчеты энергетического потенциала линии связи для вновь организуемых ВОЛС;
- расчеты ВЧ каналов связи, в том числе получить подтверждение наличия свободных частотных диапазонов у проектной организации, выполняющей ведение базы данных учета частотного ресурса систем ВЧ связи в данном регионе;
- результаты обследования существующих ВЛ на предмет возможности размещения проектируемого ВОК на существующих опорах; объем реконструкции ВЛ для размещения оптического кабеля и возможность их отключения для подвески оптического кабеля (ОКСН,

ОКГТ и т.д.);

– технические условия собственников инфраструктуры (приводятся в случае проектирования систем связи, ВОК с использованием инфраструктуры (ВЛ, телефонная канализация, помещения и т.п.), не принадлежащей ОАО «ИЭСК»).

4.2. Разработать раздел проекта «Расчеты электрических режимов» с определением требуемого объема и мест реализации управляющих воздействий (УВ) (деления сети – ДС и отключения нагрузок – ОН) проектируемых АОПО ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха, АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба.

В составе раздела выполнить расчет электрических режимов в прилегающей к ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ Гидростроитель сети и транзита электрической сети 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год окончания реконструкции и на перспективу 5 лет с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации, динамики изменения электрических нагрузок и требованиями национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования».

При разработке раздела руководствоваться актуальной Схемой и программой развития электроэнергетики Иркутской области, пятилетними данными результатов контрольных замеров, данными по действующим договорам об осуществлении технологического присоединения.

При анализе режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня (по данным контрольных измерений потокораспределения мощности, нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров).

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто-) трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

Расчеты выполнить с учётом применения схемно-режимных мероприятий, позволяющих обеспечить ввод параметров электрического режима в область допустимых значений.

Проектная организация формирует и предоставляет ОАО «ИЭСК» для последующего направления на рассмотрение и согласования в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ все расчетные модели (включая графические схемы), используемые для проведения расчетов электроэнергетических режимов в формате ПК «RastrWin» (\*.rg2, \*.grf).

Расчетные модели для расчетов установившихся электроэнергетических режимов должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ до начала расчетов установившихся электроэнергетических режимов. Не допускается направление на рассмотрение в адрес Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ результатов расчетов электроэнергетических режимов до согласования Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ расчетных моделей, используемых для выполнения соответствующих расчетов.

4.3. Разработать раздел проекта «Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств».

Выполнить разработку мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств». В разделе определить электромагнитную обстановку на подстанции, где устанавливаются устройства ПА и др., а также определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» (СО 34.35.311-2004).

## 5. Основные проектные решения.

5.1. Выполнить автоматику ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха на ПС 220 кВ Коршуниха с передачей управляющих

воздействий на отключения нагрузки (далее – УВ на ОН) по каналам связи до устройств отключения нагрузки (далее – УОН), устанавливаемых на подстанциях 110 кВ (объекты ОАО «РЖД») транзита 110 кВ Коршуниха – Гидростроитель (далее – ПС транзита 110 кВ).

Реализовать пуск команды «телеотключения» (далее – ТО АОПО) с действием на отключение противоположного конца ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха.

5.2. Выполнить АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель с передачей УВ на ОН по каналам связи до УОН, устанавливаемых на ПС транзита 110 кВ.

Реализовать пуск команды ТО АОПО с действием на отключение противоположного конца ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба.

5.3. При необходимости выполнить установку УОН на ПС 110 кВ Гидростроитель для реализации УВ от АОПО ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха. Перечень присоединений, введенных под реализацию команд ОН определить проектом.

5.5. Выполнить установку устройств передачи аварийных сигналов и команд (далее – УПАСК) на ПС 220 кВ Коршуниха и, по необходимости, на других подстанциях транзита 110 кВ для передачи УВ от проектируемых устройств ПА до УОН ПС транзита 110 кВ и передачи команды ТО АОПО. Необходимая реконструкция данных ПС осуществляется собственником объектов по отдельному титулу.

5.6. Выполнить организацию каналов связи для передачи управляющих воздействий (далее – УВ) от проектируемых устройств ПА на ПС 220 кВ Коршуниха до ПС транзита 110 кВ по ВЛ 110 кВ и передачи команды ТО АОПО. Приоритетной средой распространения сигналов УВ определить высокочастотную связь по линиям электропередачи. Выполнить запрос на выделение рабочих частот высокочастотных каналов УПАСК и согласовать применение устанавливаемого высокочастотного оборудования с АО «Управление ВОЛС-ВЛ». Согласование решений с АО «Управление ВОЛС-ВЛ» осуществляется проектной организацией самостоятельно. В случае невозможности выбора и выделения частоты высокочастотного канала УПАСК, и получения отказа от АО «Управление ВОЛС-ВЛ» на согласование рабочей частоты, разработать решения по передаче УВ посредством волоконно-оптических линий связи (далее – ВОЛС). Решения по организации каналов связи по ВОЛС урегулировать и согласовать с ООО «ИЭСВ». Согласование решений с ООО «ИЭСВ» осуществляется проектной организацией самостоятельно.

В зависимости от выбранной среды передачи разработать решения по установке оборудования ВЧ обработки и присоединения (конденсаторы связи, ВЧ заградители, фильтры присоединения и др.) или оборудования для передачи сигналов и команд по ВОЛС, а также соответствующие структурные схемы организации связи. Разработать технические требования и заказные спецификации к проектируемому оборудованию каналов связи. При необходимости выполнить организацию цифровых каналов. Предусмотреть сетевое оборудование (маршрутизатор) для защиты технологической информационной сети от несанкционированного доступа.

5.7. Выполнить установку УПАСК на ВЛ 110 кВ Гидростроитель для передачи УВ от проектируемых устройств ПА на ПС транзита 110 кВ (перечень ПС определить проектом) необходимая реконструкция данных ПС осуществляется собственником объектов по отдельному титулу.

5.8. Выполнить организацию каналов связи для передачи УВ от проектируемых устройств ПА на ПС 110 кВ Гидростроитель до ПС транзита 110 кВ и передачи команды ТО АОПО. Приоритетной средой распространения сигналов УВ определить высокочастотную связь по линиям электропередачи. Выполнить запрос на выделение рабочих частот высокочастотных каналов УПАСК и согласовать применение устанавливаемого высокочастотного оборудования с АО «Управление ВОЛС-ВЛ». Согласование решений с АО «Управление ВОЛС-ВЛ» осуществляется проектной организацией самостоятельно. В случае невозможности выбора и выделения частоты высокочастотного канала УПАСК, и получения отказа от АО «Управление ВОЛС-ВЛ» на согласование рабочей частоты, разработать решения по передаче УВ посредством ВОЛС. Решения по организации каналов связи по ВОЛС урегулировать и согласовать с ООО «ИЭСВ». Согласование решений с ООО «ИЭСВ» осуществляется проектной организацией самостоятельно.

В зависимости от выбранной среды передачи разработать решения по установке оборудования ВЧ обработки и присоединения (конденсаторы связи, ВЧ заградители, фильтры присоединения и др.) или оборудования для передачи сигналов и команд по ВОЛС, а также соответствующие структурные схемы организации связи. Разработать технические требования и заказные спецификации к проектируемому оборудованию каналов связи. При необходимости выполнить организацию цифровых каналов. Предусмотреть сетевое оборудование (маршрутизатор) для защиты технологической информационной сети от несанкционированного доступа.

5.9. Выполнить привязку вновь проектируемых устройств ПА к существующим устройствам РЗА ВМ-110 Черная и ОВ-110 ПС 220 кВ Коршуниха в части подключения цепей АОПО ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха. При необходимости, для выполнения необходимых требований к измерительным трансформаторам тока для устройств ПА ПС 220 кВ Коршуниха предусмотреть установку дополнительных накладных измерительных трансформаторов тока.

5.10. Выполнить привязку вновь проектируемых устройств ПА к существующим устройствам РЗА ВМ-110 Зяба ПС 110 кВ Гидростроитель в части подключения цепей АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба. При необходимости, для выполнения необходимых требований к измерительным трансформаторам тока для устройств ПА ПС 110 кВ Гидростроитель предусмотреть установку дополнительных накладных измерительных трансформаторов тока.

5.11. При необходимости выполнить реконструкцию УОН на ПС 220 кВ Коршуниха, установленного по титулу «Создание и реконструкция устройств противоаварийной автоматики на участке Усть-Илимская ГЭС – Хани на объектах ОАО «ИЭСК»» на ПС 220 кВ Коршуниха».

5.12. Выполнить реконструкцию регистратора аварийных событий (далее – РАС) на ПС 110 кВ Гидростроитель для регистрации новых сигналов. Разработать и реализовать предложения по замене блоков существующего РАС или установке новых дополнительных РАС.

5.13. Выполнить реконструкцию РАС на ПС 220 кВ Коршуниха или разработать и реализовать предложения по установке новых дополнительных РАС для регистрации новых сигналов.

5.14. Разработать основные технические решения, проектную документацию и технические требования к оборудованию организации каналов связи и устройств ПА (УОН, УПАСК) на смежных объектах ВСДЭ Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» и (при необходимости) других собственников ПС транзита 110 кВ. Решения выполнить отдельными томами для каждого объекта и согласовать разработанную документацию с собственниками этих объектов. После получения согласований от собственников и иных заинтересованных организаций направить документацию на согласование в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. На основании разработанной документации субъект электроэнергетики выполняет рабочую документацию, закупку оборудования, СМР и ПНР на принадлежащих ему объектах по отдельному титулу.

Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».

5.15 Запроектировать передачу телеинформации в объеме актуального Типового состава телеинформации, подлежащей передаче в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ по двум независимым каналам связи, не имеющим общих точек отказа и исключаящим выход из строя по общей причине

## **6. Перечень мероприятий по охране окружающей среды.**

Не требуется.



**7. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.**

Не требуется.

**8. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета энергетических ресурсов.**

Не требуется.

**9. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.**

Не требуется.

**10. Стадийность проектирования.**

10.1. Проектная и рабочая документация.

10.2. Сводный сметный расчёт и локальные сметы на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить в текущих ценах согласно Исходных данных Заказчика (см. приложение 1 к Заданию).

**11. Пусковые комплексы.**

Разработка пусковых комплексов не требуется.

**12. Особые условия проектирования и строительства.**

12.1. Устройства АОПО выполнить в шкафном исполнении на микропроцессорной элементной базе с современными стандартными алгоритмами работы, сертифицированным как комплекс противоаварийной автоматики. Устройство АОПО выполняется в отдельном шкафу без резервирования.

12.2. Микропроцессорные устройства РЗА должны соответствовать Требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

12.3. Для АОПО выполнить контроль фактической температуры наружного воздуха на объектах проектирования. Предусмотреть установку метеобудки с возможностью цифрового преобразования данных о температуре окружающей среды. Выполнить возможность ручного и автоматического изменения групп уставок в зависимости от фактической температуры наружного воздуха.

12.4. Предусмотреть регистрацию сигналов срабатывания и неисправности новых устройств АОПО, вновь установленных УПАСК (регистрация приема и передачи команд) (далее – устройств) в РАС и системе телемеханики ПС (передачу сигналов в систему ТМ ПС выполнить с использованием «сухих» дискретных контактов).

12.5. Выполнить расчет параметров срабатывания проектируемых устройств, видов и объема УВ при срабатывании данных устройств на объектах проектирования. Определить направления передачи команд на объекты прилегающей сети с указанием принципов реализации УВ. Перечень УВ определить проектом.

12.6. При необходимости выполнить привязку проектируемых устройств к устройствам ПА, установленным по проекту «Создание и реконструкция устройств противоаварийной автоматики на участке Усть-Илимская ГЭС – Хани на объектах ОАО «ИЭСК»» на ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ Гидростроитель, а также к существующим коммутационным аппаратам, устройствам высокочастотной связи на объектах проектирования.

12.7. Выполнить синхронизацию устройств на объектах проектирования по сигналам единого точного времени (ГЛОНАСС\GPS).

12.8. Запроектировать ретрансляцию сигналов срабатывания и неисправности устройств в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. Необходимо согласовать перечень телеметрической информации с вновь устанавливаемого и модернизируемого (реконструируемого) основного

оборудования и устройств РЗА, передаваемой в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

12.9. Выполнить передачу информации о текущей настройке устройств АОПО ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха на ПС 220 кВ Коршуниха и АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

12.10. Разработать и выполнить технические решения по электромагнитной совместимости вновь устанавливаемых устройств и их защите от импульсных помех.

12.11. На основании результатов предпроектного обследования, в случае использования замеров тока от заменяемых трансформаторов тока 110 кВ в тракте сбора передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ телеизмерений, разработать решения по сохранению сбора и передачи вышеуказанных телеизмерений. При выполнении условия необходимости участия нагрузки подстанции в ОН требуется оснастить электротехническое оборудование, подключенное под действие ПА (наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА) устройствами сбора и передачи телеинформации до Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, объем передаваемой телеинформации и способ организации передачи согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

12.12. Организация передачи телеинформации с подстанций в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ должна соответствовать Техническим требованиям по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (Приложение № 4 к Соглашению № 304 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ОАО «ИЭСК» в целях обеспечения надёжности функционирования ЕЭС России от 15.01.2020 г).

12.13. Перед началом проектирования выполнить предпроектное обследование существующих устройств РЗ, СА, ПА, УПАСК, РАС, СОПТ, ЦС, УТМ на объектах проектирования.

12.14. Выполнить привязку к существующим устройствам РЗА, СОПТ, ЦС, УТМ в части нового и реконструируемого оборудования на объектах проектирования.

12.15. Для устройств определить стандартный набор алгоритмов в соответствии с функциональными решениями. Разработать таблицы конфигурирования и параметрирования устройств. При проектировании использовать типовые решения производителя по привязке.

12.16. Произвести выбор уставок устанавливаемых автоматических выключателей в сетях переменного и постоянного тока с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия.

12.17. Включить в технические требования к проектируемым устройствам ПА необходимость подтверждения в части соответствия их требованиям стандартов организации АО «СО ЕЭС», в том числе Стандарту АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования».

12.18. При проектировании актуализировать и согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ формуляры согласования приёма/передачи данных между оборудованием ССПИ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Гидростроитель и иных ПС, с которых проектируется передача в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ дополнительного объёма телеметрической информации, и оборудованием Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутского РДУ в протоколе телемеханики согласно ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

12.19. Разработать программы и методики комплексных испытаний систем (устройств) ССПИ в объёме вновь организуемого к передаче состава телеметрической информации.

12.20. При проектировании должны использоваться диспетчерские наименования оборудования и устройств.

12.21. Проект и выбранное оборудование должны соответствовать технической политике АО ГК «ЕСЭ».

12.22. Выполнить расчеты параметров высокочастотных каналов ПА ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха и ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба. Выполнить необходимые запросы и согласования со сторонними организациями (АО «Управление ВОЛС-ВЛ», ВСДЭ Трансэнерго – филиалом ОАО «РЖД», Филиал АО АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).



12.23. УПАСК выполнить в шкафном исполнении на микропроцессорной элементной базе с современными стандартными алгоритмами работы.

12.24. Запроектировать передачу данных с вновь устанавливаемых устройств ПА на ПС 220 кВ Коршуниха на АРМ релейного персонала РЭС.

12.25. Согласование необходимой документации осуществляется проектной организацией самостоятельно.

12.26. Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами:

- Правила устройств электроустановок (ПУЭ, 6, 7 издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 19.06.2003г №229);
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утверждены приказом Минэнерго России от 13.07.2020 №556;
- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», СО 153-34.20.118-2003;
- «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем», РД 34.35.310-97;
- «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», СО 34.35.311-2004;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 №97;
- Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики (утверждены приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100);
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденные Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546;
- «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008г. №57;
- Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;
- Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018. «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;

- ГОСТ 34045-2017 «Межгосударственный стандарт. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования»;

- Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007г. №54/72;

- Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденное постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87;

ГОСТ Р 21.1101-2009 «СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

- Стандарт АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», СТО 59012820.29.020.002-2012;

- Стандарт АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования» СТО 59012820.29.020.009-2016;

- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», СТО 59012820.27.010.001-2013;

- ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока»;

- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018г. №630;

- «Методические указания по выбору логики действия и уставок срабатывания автоматики ограничения перегрузке оборудования» (Приложение к письму ОАО «СО ЕЭС» №211-22-16-5-9105 от 14.11.2008г. «О методических указаниях»).

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться актуализированными редакциями документов, действующих на момент разработки проектно-сметной документации.

12.27. На этапе проектирования использовать типовые решения производителя по привязке устройства к объекту.

12.28. Проектную документацию выполнить в два этапа:

- предпроектное обследование, обоснование и согласование ОТР, технические требования к проектируемым устройствам и оборудованию;

- проектная и рабочая документация.

12.29. Основные технические решения разрабатываются с учётом предпроектного обследования и включают в себя:

- схему электрическую принципиальную;

- схему размещения устройств на объектах с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд ПА, включая резервные каналы связи;

- схему размещения устройств на объектах проектирования и смежных объектах с отражением используемых связей с другим оборудованием;

- перечень всех необходимых функций и укрупненные функционально-логические схемы реализуемых алгоритмов;

- совмещенную схему распределения устройств по измерительным трансформаторам на объектах проектирования (в объеме новых устройств с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА);

- схему организации передачи сигналов в РАС и АСУ ТП (УТМ);

- технические требования к шкафам и устройствам;

- перечень оборудования и устройств для закупки вместе с техническими требованиями к устройствам и шкафам;
- другие материалы, необходимые для принятия обоснованного решения и утверждения ОТР.

12.30. Основные технические решения должны быть согласованы с ОАО «ИЭСК», ВСДЭ Трансэнерго – филиалом ОАО «РЖД», при необходимости с другими собственниками, а затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. Согласование выполняется проектной организацией самостоятельно.

12.31. Результатом I этапа проектирования являются ОТР, спецификация устройств с количеством и функциональным составом, технические требования к комплексу проектируемых устройств и оборудования, согласованные с ОАО «ИЭСК», ВСДЭ Трансэнерго – филиалом ОАО «РЖД», при необходимости с другими собственниками и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

12.32. При необходимости проектная организация выполняет доработку I этапа проекта в соответствии с полученными замечаниями.

12.33. Рабочую документацию выполнять только после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования и материалов. Письменно, не позднее 10 рабочих дней с момента выбора, ОАО «ИЭСК» уведомляет подрядную организацию о возможности выполнять разработку рабочей документации.

12.34. Проектная и рабочая документация должны быть согласованы с ОАО «ИЭСК» и ВСДЭ Трансэнерго – филиалом ОАО «РЖД», при необходимости с другими собственниками, а затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. Согласование выполняется проектной организацией.

12.35. Количество передаваемых заказчику экземпляров проектной документации на каждом этапе проектирования: 4 комплекта на бумажном носителе, в т.ч. один экземпляр документации должен быть прошит, пронумерован и заверен печатью проектной организации; один экземпляр в электронном виде в формате Adobe Acrobat и редактируемом виде MS Office. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

12.36. Схемы по устройствам РЗА должны быть выполнены в электронном и бумажном виде с размерами страниц А4 или А3. Схемы по устройствам РЗА предоставляются в электронном виде в формате Adobe Acrobat и MS Visio, и передаются заказчику без ограничений.

12.37. При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, РД) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения.

12.38. Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документация являются собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

12.39. Срок выдачи заказных спецификаций оговорить в календарном плане к договору.

12.40. Подрядчик (проектная организация) несёт ответственность за правильность и достаточность разработанной проектной и рабочей документации (всех разделов проекта) независимо от подтверждения (согласования) Заказчиком проектно-сметной документации.

12.41. Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения проектной документации и построения расчетной модели сети, от субъектов электроэнергетики и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно.

### **13. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.**

Выполнение раздела «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» не требуется.

### **14. Стадийность проектирования.**

Проектная и рабочая документация.

### **15. Пусковые комплексы.**

Выделение пусковых комплексов не требуется.

**16. Расчет сметной стоимости.**

16.1. Проектирование одностадийное – проектная и рабочая документация со сводным сметным расчётом в текущих ценах. Сметные расчёты выполнить в программном комплексе «Гранд-смета» в ГЭСН 2020 (с Изм. 3) регион Иркутская область. Приложения 1.

16.2. В проекте предусмотреть затраты на приобретение и установку устройств и кабельной продукции, необходимых для создания и реконструкции устройств.

16.3. В сметной документации предусмотреть затраты на авторский надзор и работы, связанные с подключением после наладки вновь смонтированных вторичных систем к действующим цепям и проведением проверки взаимодействия новых действующих и вторичных систем. Соответствующую статью затрат необходимо предусмотреть в главе «Прочие работы и затраты» сводного сметного расчёта.

16.4. В сводном сметном расчёте учесть затраты на приобретение инструментов, необходимого программного обеспечения и обучение персонала. Объемы затрат согласовать с Заказчиком.

**17. Срок выполнения проекта.**

Срок передачи проектной документации заказчику по календарному графику к договору.

**18. Проектная организация.**

Выбор проектной организации проводится на конкурсной основе.

**19. Заказчик.**

Филиал ОАО «Иркутская электросетевая компания» Северные электрические сети.

**20. Исходные данные.**

Определяются при предпроектном обследовании. Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения документации от сторонних организаций и субъектов электроэнергетики выполняются проектной организацией самостоятельно.

Директор филиала ОАО «ИЭСК»  
Северные электрические сети

К.С. Ефимов

Приложение № 1 к заданию на разработку проектной и рабочей документации  
 «Модернизация ПС 220/110/10 кВ Коршуниха «Установка АОПО  
 ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха с реализацией УВ на ОН».  
 «Модернизация ПС 110 кВ Гидростроитель «Установка АОПО  
 ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба с реализацией УВ на ОН»

**Исходные данные Заказчика  
 для разработки сметной документации**

№№ п/п	Наименование	Требования для составления сметной документации
1	Сметная документация	<p>Выполняется в электронном виде в форматах ПК «Гранд-смета», «Excel» и на бумажном носителе, количество экземпляров в соответствии с заданием на выполнение ПИР.</p> <p><b>Сметная документация составляется ресурсным методом определения стоимости работ, должна соответствовать положению «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, раздел 11) и следующим условиям заказчика:</b></p> <p>1) локальные сметные расчеты (сметы) составляются отдельно на каждый объект, вид работ, затрат и т.д., в соответствии с технологической последовательностью выполняемых работ;</p> <p>локальные сметные расчеты (сметы) на строительство, реконструкцию, расширение, техперевооружение <b>зданий и сооружений</b> выполняются по действующей <b>государственной сметно-нормативной базе.</b></p>
2	Ресурсный метод определения стоимости:	<p>1.Локальные сметные расчеты (сметы) на строительство, реконструкцию, расширение, техперевооружение <b>зданий и сооружений</b> выполняются в ГЭСН в текущих ценах на основании рабочей документации.</p> <p>2.Уровень заработной платы для СМР устанавливается по согласованию с Заказчиком на дату разработки и согласования ПСД.</p> <p>3.Уровень заработной платы для ПНР устанавливается по согласованию с Заказчиком за 1 час для рабочих 4 разряда на дату разработки и согласования ПСД, для других категорий работников межразрядные коэффициенты согласно п. 1.20 МДС 81-40.2006.</p> <p>4.Эксплуатация машин и механизмов определяется по данным ИЦС на дату разработки и согласования ПСД с учетом территориальной поправки по письму №59-37-1081/13 от 22.02.2013г. министерства строительства, дорожного хозяйства Иркутской области.</p> <p>5.Стоимость материалов определяется по «Сборнику текущих отпускных цен Иркутской области», действующего на дату разработки и согласования ПСД (кроме инертных материалов и кабельной продукции, оптовую и сметную цену инертных материалов из</p>

		карьеров по ПОС согласовать с Заказчиком, стоимость кабельной продукции по ИЦС Иркутской области с ЗСР и транспортом согласно ПОС по ФССЦпг), если в сборнике отсутствуют, то по каталогу текущих цен на материалы изделия и конструкции из ИЦС по Иркутской области, действующего на дату разработки и согласования ПСД с ЗСР и транспортом по ФССЦпг, на отсутствующие в сборниках материалы по ценам, согласованным заказчиком с ЗСР и транспортом по ФССЦпг. С учетом территориальной поправки по письму №59-37-1081/13 от 22.02.2013г. министерства строительства, дорожного хозяйства Иркутской области (кроме материалов, приобретаемых в г. Братске и других северных городах).
3	Начисление ТЗР на отпускные текущие цены, на базовую стоимость материалов и оборудования, определенную по каталогу текущих цен или прайс-листам.	-заготовительно-складские расходы на материалы согласно п.4 ФССЦ-2001; -погрузка, разгрузка, перевозка материалов в соответствии с разделом ИЦС «О сметных ценах на перевозку строительных грузов автомобильным транспортом по территории Иркутской области», действующему на дату разработки и согласования ПСД. На оборудование Перевозка и такелажные работы - по расчету (калькуляции), согласно транспортной схемы ПОС заготовительно-складские расходы на оборудование в размере 1,2% по п. 4.64 МДС 81-35.2004.
4	Расстояние отвозки строительного мусора, металлолома.	По согласованию с заказчиком
5	Коэффициент на условия производства работ (стесненность, вредность и др.)	На условия производства работ, <b>определенные проектной документацией</b> , применяются коэффициенты в соответствии с приложением №1, МДС 81-35.2004.
6	Накладные расходы и сметная прибыль	Применить нормативы накладных расходов в соответствии с МДС81-33.2004; по видам строительно-монтажных работ в % от ФОТ. Применить нормативы сметной прибыли по видам строительно-монтажных работ в % от ФОТ, в соответствии с МДС 81-25.2001 .
7	Сводный сметный расчет	Сводный сметный расчет выполняется в соответствии с МДС 81-35.2004 в текущем уровне цен с распределением средств по главам ССР с учетом постановления Правительства РФ от 16.02.2008г. №87.
8	Затраты на временные здания и сооружения в %	МДС 81-35.2004; ГСН 81-05-01-2001; Обосновываются ПОС и согласовываются Заказчиком.
9	Затраты, связанные с производством работ в зимнее время в %	МДС 81-35-2004; ГСН 81-05-02-2007.
10	Прочие затраты	По согласованным расчетам
11.1.	Перебазировка строительной техники	На основании согласованного расчета по ПОС. (согласовываются с заказчиком по номенклатуре, количеству, затратам)
11.2.	Затраты по	На основании согласованного расчета на основании



	командировочным расходам	ПОС. (Суточные – в размере 240 руб, проживание – до 550 руб на 1 чел-день на одного рабочего в пределах нормативной трудоемкости работ); Проезд – наиболее экономичным видом транспорта (в соотв. с п. 9.6 прилож. №8 МДС 81-35.2004).
11.3.	Перевозка рабочих	Определяются расчетом на основании ПОС
11.4.	Затраты на проведение пусконаладочных работ	По сметам, составленным проектировщиком и согласованным заказчиком на основании, составленной проектировщиком и согласованной заказчиком программы ПНР
12.	Непредвиденные затраты	МДС 81-35.2004, п.4.96.
13.	Пояснительная записка к сметной документации	<p>Выполняется в соответствии МДС 81-35.2004г. п.4.76, постановления Правительства РФ от 16.02.2008г. №87 и обязательного требования заказчика:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- к пояснительной записке к сметной документации должны быть приложены ведомости объемов строительных, монтажных/демонтажных и специальных работ (включая монтаж технологического оборудования), а также ведомости потребности основных строительных материалов, изделий, конструкций и технологического оборудования с распределением по этапам строительства;</li> <li>- ведомости визируются руководителями и лицами проектной организации, ответственными за расчет объемов работ и расход ресурсов.</li> </ul>

Приложение № 2  
к заданию на разработку проектной и рабочей документации  
«Модернизация ПС 220/110/10 кВ Коршуниха «Установка АОПО  
ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха с реализацией УВ на ОН».  
«Модернизация ПС 110 кВ Гидростроитель «Установка АОПО  
ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба с реализацией УВ на ОН»

**Рекомендации, определяющие количество, размещение и класс точности датчиков измерения температуры окружающего воздуха**

№ п/п	Параметр	Требования
1.	Количество устанавливаемых датчиков измерения температуры окружающего воздуха на энергообъекте.	<p>1. Два взаиморезервируемых датчика измерения температуры окружающего воздуха.</p> <p>Учитываются показания только одного из них. Переход с одного датчика на второй должен происходить автоматически при отказе первого.</p> <p>2. Должна быть обеспечена возможность передачи измерений с датчиков измерения температуры окружающего воздуха одновременно в АСДУ ДЦ и устройства ПА.</p>
2.	Диапазон температур, измеряемых датчиками измерения температуры окружающего воздуха.	Определяется в соответствии с данными СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» исходя из района размещения датчика.
3.	Класс точности датчиков измерения температуры окружающего воздуха.	<p>1. Класс точности - не хуже 0,5°С.</p> <p>2. Температура окружающего воздуха, фиксируемая датчиками измерения температуры окружающего воздуха, должна быть максимально приближена к температуре окружающего воздуха, действующего на провода ВЛ, подстанционное оборудование.</p> <p>3. При передаче данных в устройства ПА необходимо учитывать требования конкретных производителей устройств ПА в части дискретности поступающих в устройства ПА измерений температуры окружающего воздуха.</p>
4.	Частота передача данных с датчиков измерения температуры окружающего воздуха в автоматизированные системы диспетчерского управления, комплексы противоаварийной или режимной автоматики.	<p>1. Частота передача измерений: по факту изменения температуры на 0,5°С.</p> <p>2. Время передачи измерений в АСДУ ДЦ и устройства ПА: не более 1 (одной) секунды.</p> <p>3. При передаче данных в устройства ПА необходимо учитывать требования конкретных производителей устройств ПА в части частоты передачи в устройства ПА измерений температуры окружающего воздуха.</p>
5.	Электропитание датчиков измерения температуры окружающего воздуха.	Датчики измерения температуры окружающего воздуха должны оснащаться источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.
6.	Требования к размещению датчиков	1. Датчики измерения температуры

	<p>измерения температуры окружающего воздуха.</p>	<p>окружающего воздуха должны размещаться в метеорологической будке с белыми, отражающими свет перфорированными или жалюзийными стенками, а также солнцезащитным козырьком (крышка будки должна быть герметичной и иметь наклон для стекания осадков с будки).</p> <p>Конструкция будки должна обеспечивать защиту датчиков измерения температуры окружающего воздуха от солнечной радиации, излучения, атмосферных осадков и порывов ветра, и обеспечивать свободное сообщение и обмен воздуха, находящегося внутри будки, с атмосферой.</p> <p>2. Метеорологическая будка должна размещаться в теневой стороне здания, на высоте 2 м над землёй, на расстоянии 2-3 метра от стены.</p> <p>Место размещение метеорологической будки должно исключать влияние внешних факторов, ведущих к искажению измерений датчика измерения температуры окружающего воздуха (сильно нагревающиеся поверхностей, крыши, вытяжные воздуховоды, часто открывающиеся окна и двери).</p>
--	---	---