

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири



М.В. Шломов

2026 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по производству –  
главный инженер ООО «ЭН+ ГИДРО»



Ю.В. Дворянский

2026 г.

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель генерального директора –  
главный инженер  
Филиала ПАО «Россети» – МЭС Сибири



М.Г. Милицын

2026 г.

#### Задание

на разработку проектной и рабочей документации по титулу  
**«ОРУ 220-500 КВ. Инв. № УИГ\_00040406. Модернизации устройств ПА на Усть-Илимской  
ГЭС и Братской ГЭС в рамках реализации технического перевооружения объектов СБЭК  
(БАМ-2) для обеспечения мероприятий по развитию Восточного полигона РЖД»**

#### 1. Основание для выполнения работ

1.1. План инвестиций, направляемых на капитальное строительство в 2026-2028 г.  
ООО «ЭН+ ГИДРО».

1.2. Документация по титулу «Техническое перевооружение объектов Бодайбинского  
энергетического кольца в части установки/модернизации/замены устройств ПА, связи  
и телемеханики (для обеспечения перспективных нагрузок второго этапа расширения  
пропускной способности Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»)).».

#### 2. Вид строительства

Модернизация.

#### 3. Район и площадка строительства

Иркутская область, г.Усть-Илимск, территория филиала ООО «ЭН+ ГИДРО» Усть-Илимская ГЭС:

– РЩ-220, РЩ-500.

Иркутская область, г.Братск, территория филиала ООО «ЭН+ ГИДРО» Братская ГЭС:

– РЩ-220.

#### 4. Цели и задачи

Разработка проектной и рабочей документации по модернизации устройств ПА  
на Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС для обеспечения мероприятий по развитию Восточного  
полигона ОАО «РЖД» в рамках реализации технического перевооружения объектов  
в энергорайоне Северо-Байкальского энергетического кольца.

## **5. Основные требования к выполнению работы и ее результатам**

5.1. В составе проектной документации разработать разделы в объеме, достаточном для осуществления модернизации устройств ПА, связи и телемеханики, в том числе:

5.1.1. технические решения по созданию (модернизации) ПА и каналов связи, обеспечивающих функционирование ПА (с учетом технических решений на смежных объектах, обеспечивающих функционирование устройств РЗА на объектах проектирования). Технические решения определяются на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов, выполненных по титулу «Техническое перевооружение объектов Бодайбинского энергетического кольца в части установки/модернизации/замены устройств ПА, связи и телемеханики (для обеспечения перспективных нагрузок второго этапа расширения пропускной способности Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»)», с учётом координации с техническими решениями смежных титулов;

- 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 рамках данного проекта;

- для передачи аварийных сигналов и команд ПА рассмотреть возможность использования действующего оборудования УПАСК с использованием ВЧ каналов и каналов ВОЛС;

- 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 коммуникации между ними с отражением изменений в существующих устройствах РЗА;

- технические решения по регистрации аварийных событий и процессов с использованием регистраторов аварийных событий и процессов;

- параметры устанавливаемых (модернизируемых) устройств РЗА должны предусматривать техническую возможность реализации дистанционного управления функциями РЗА из ДЦ (объем дистанционного управления определяется при проектировании);

- иные тома, в соответствии с требованиями к проектной документации, указанными ниже.

5.2. В составе проектной документации должны быть разработаны (при необходимости) организационно-технические решения по расширению существующих систем сбора и передачи информации (ССПИ) в части получения сигналов со вновь устанавливаемого оборудования:

5.2.1. Предусмотреть расширение (при необходимости) ССПИ Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС в объеме подключения вновь устанавливаемого оборудования ПА, обеспечивающее сбор и передачу необходимого объема телеметрической информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

5.2.2. Разрабатываемые технические решения по сбору и передаче телеметрической информации должны соответствовать требованиям приложения № 2 к Договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике между АО «СО ЕЭС» и ООО «ЭН+ ГИДРО» от 09.11.2017 № ОДУ-392 и ГОСТ Р 71635-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования».

5.2.3. Технические решения по ССПИ, в том числе по сбору и передаче необходимого объема телеметрической информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, оформить отдельным томом (томами), согласовать технические решения с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

5.2.4. Технические решения по ССПИ (СОТИАССО) должны содержать в том числе, но не ограничиваясь:

- перечень ТМИ, требуемый для передачи в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;
- структурные схемы ССПИ (СОТИАССО) Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС с краткой пояснительной запиской;
- решения по обмену технологической информацией с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на базе протокола ГОСТ Р МЭК-60870-5-104-2004 (выбор направления обмена, определение состава информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому оборудованию, расчет необходимой пропускной способности каналов связи, решения по защите информации от несанкционированного доступа);
- решения по электропитанию вновь устанавливаемых устройств ССПИ (СОТИАССО) (при необходимости).

5.3. В составе проектной документации отдельным томом должны быть разработаны технические требования и спецификации на применяемое оборудование и шкафы ПА.

5.4. 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;

– 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 с отражением изменений в существующих устройствах РЗА;

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

– данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА по форме завода-изготовителя;

– 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;

– принципиальные и монтажные схемы электрических соединений автоматики управления выключателей;

– технические решения по реализации информационного обмена устанавливаемых (модернизируемых) комплексов и устройств РЗА с ССПИ, в т.ч. решения по передаче с устройств(а) АОПО информации по текущей температуре наружного воздуха, используемой АОПО для автоматического расчета уставок, фактически рассчитанных АОПО токовых уставок ступеней, текущем состоянии режима выбора уставок АОПО (ручной/автоматический) в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;

– сметная документация.

5.4.1. В состав рабочей документации должны входить решения по модернизации ССПИ Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС с целью сбора и передачи в Филиал АО «СО ЕЭС»



Иркутское РДУ определенного в решениях ПД необходимого объема телеметрической информации, в том числе:

- детализированные решения по сбору в ССПИ телеметрической информации с вновь вводимого оборудования;
- перечень сигналов, вводимых в ССПИ с указанием наименования вводимого параметра, оборудования-источника сигнала, способа сбора (цифровой, «сухой контакт» и пр.), описания способа сбора, признака передачи сигнала в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;
- описание мероприятий по вводу ССПИ в эксплуатацию;
- программы и методики испытаний модернизируемых ССПИ;
- актуализированные формуляры согласования приема/передачи данных согласно ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 между модернизируемыми ССПИ Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

5.5. В части создания/модернизации систем связи выполнить/определить:

5.5.1. Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и системы передачи (СП), предусмотреть использование существующих ВОЛС для передачи сигналов. Предусмотреть доукомплектование необходимой аппаратурой связи.

5.5.2. Системы ВЧ-связи, включая каналообразующее оборудование, оборудование обработки и присоединения на проектируемых участках. Преимущественно использовать существующие каналы, предусмотреть модернизацию или организацию новых каналов ВЧ-связи в необходимом объеме.

Состав проектируемых систем ВЧ-связи определить с учетом проектируемых в рамках других инвестиционных проектов и существующих ВОЛС в регионе. Определить полосы рабочих частот для каждой запроектированной системы ВЧ-связи по ВЛ, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех, при этом указать требования к проектируемой аппаратуре ВЧ связи, определяющие избирательность и помехозащищенность, необходимую для работы оборудования на выбранных частотах.

При проектировании выполнить согласование выбранных рабочих полос частот с организацией, осуществляющей надзор за частотным ресурсом в регионе и ведущей базу данных по ВЧ-каналам.

5.5.3. В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых и модернизации существующих систем связи, включая:

- 1) таблицу распределения информационных потоков;
- 2) сопряжение со смежными системами связи. Решения по организации наложенных сетей;
- 3) организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных, включая систему IP-адресации;
- 4) решения по размещению оборудования связи, в том числе по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи;
- 5) расчеты, в том числе:
  - пропускной способности и емкости, создаваемых/модернизируемых систем связи;
  - параметров надежности, включая коэффициент готовности проектируемых каналов телефонной связи для ведения оперативных переговоров, ТМ, РЗА;
  - систем электропитания;
  - энергетического потенциала линий связи для вновь организуемых мультиплексных секций;
- 6) схемы и чертежи с позиционным обозначением оборудования в спецификации, включая:
  - схему соединения узлов (линейную схему);
  - общую структурную схему организации связи;
  - схемы организации связи по каждой из проектируемых систем;
  - схемы организации наложенных сетей;

– схемы организации основных и резервных/дублирующих каналов связи (телефонная связь для оперативных переговоров, технологические данные) между проектируемыми объектами и соответствующими центрами управления и ДЦ «АО «СО ЕЭС» с отображением маршрутов прохождения, включая задействованные транзитные узлы связи (в том числе узлы доступа операторов связи), каналообразующее оборудование, интерфейсы сопряжения и используемые протоколы обмена и схемы организации информационного обмена с ДЦ АО «СО ЕЭС» на сетевом уровне (L3);

– схему организации каналов РЗА (с учетом различных сред передачи, включая каналы по выделенным волокнам);

– схемы организации системы управления, каналов служебной связи, резервирования, ТСС, электропитания оборудования;

– принципиальная схема ВЧ каналов по ВЛ;

– планы с отображением зон покрытия DECT, ГГС;

– размещение оборудования связи;

7) технические условия собственников инфраструктуры (приводятся в случае проектирования систем связи, ВОК с использованием инфраструктуры (ВЛ, телефонная канализация, помещения и т.п.), не принадлежащей ООО «ЭН+ ГИДРО»);

8) технические требования на каждую систему связи, включая линейно-кабельные сооружения.

5.6. Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проекта:

– Правила устройства электроустановок (ПУЭ), действующее издание;

– СТО 56947007-33.040.20.142-2013 «Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА)»;

– ГОСТ Р 59979-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59384-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;

– 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 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования»;

– Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация»;

- ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;
- 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»;
- СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов»;
- СТО 56947007-29.120.70.042-2010 «Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами»;
- СТО 59012820.35.110.002-2022 «Организация каналов информационного обмена между объектами электроэнергетики, центрами управления сетями сетевых организаций, центрами управления ветровыми электростанциями, центрами управления солнечными электростанциями и диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» в сетях связи с коммутацией пакетов»;
- ГОСТ Р 59948-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики»;
- ГОСТ Р 59947-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления»;
- ГОСТ Р 71635-2024 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р 71962-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Средства диспетчерского и технологического управления. Исполнительные схемы организации информационного обмена с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. 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»;
- РД 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем»;
- «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные Приказом ОАО РАО "ЕЭС России" от 11.02.2008 № 57;
- Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (в редакции Приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1339);
- Приказ Минэнерго России от 13.09.2018 № 757 «Об утверждении Правил переключений в электроустановках»;
- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»;
- Приказ Минэнерго России от 13.07.2020 № 556 «Об утверждении Правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме»;



– Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937;

– 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;

– ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».

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

## **6. Содержание работ**

6.1. I этап – разработка и согласование с Филиалом ООО «ЭН+ ГИДРО» Усть-Илимская ГЭС, Филиалом ООО «ЭН+ ГИДРО» Братская ГЭС, ООО «ЭН+ ГИДРО», Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Филиалом ПАО «Россети» – МЭС Сибири, Восточно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго, АО «ИЭСК» проектной документации, в отношении объектов, принадлежащих ООО «ЭН+ ГИДРО».

6.2. II этап – разработка и согласование с Филиалом ООО «ЭН+ ГИДРО» Усть-Илимская ГЭС, Филиалом ООО «ЭН+ ГИДРО» Братская ГЭС, ООО «ЭН+ ГИДРО», Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири рабочей документации в отношении устройств ПА, установка/модернизация которых предусмотрена в соответствии с разработанными проектными решениями.

## **7. Основные характеристики проектируемого объекта.**

7.1. В части установки/модернизации устройств ПА на Усть-Илимской ГЭС:

7.1.1. Для координации решений необходимо предусмотреть в титуле «ОРУ 220-500 кВ. УИГ\_00040406. Техническое перевооружение АДВ Усть-Илимской ГЭС» следующие технические решения:

- ИП ПА ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1;
- ИП ПА ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2;
- ИП ПА ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3;
- ИП ПА ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская (с возможностью перевода ИП ПА на ОВ 220 кВ);
- ИП ПА ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская (с возможностью перевода ИП ПА на ОВ 220 кВ);
- ИП ПА 1АТ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС;
- ИП ПА 2АТ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС;
- ИП ПА 1Г Усть-Илимской ГЭС;
- ИП ПА 2Г Усть-Илимской ГЭС;
- ИП ПА 3Г Усть-Илимской ГЭС;
- ИП ПА 4Г Усть-Илимской ГЭС;
- ФОСШ 3С 500 кВ;
- ФОСШ 4С 500 кВ;
- ТМ ПА;
- организацию каналов связи для ССПИ ПА с ПС 500 кВ Усть-Кут;
- выполнить корректировку логики или иные мероприятия в устройствах ФОЛ ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1, ФОЛ ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3, для учета состояния В-573, В-575.

ИП ПА – выполнить установку двух устройств для выполнения резервирования.

7.1.2. Предусмотреть замену 1 комплекта ПА Усть-Илимской ГЭС (АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-247, АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-248) (КПА-М), 2 комплекта ПА Усть-Илимской ГЭС (АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-247, АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-248) (КПА-М) в связи с добавлением дополнительных управляющих воздействий «ОН» от функций АОПО следующих присоединений:

- ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская;
- ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская.

7.1.3. Предусмотреть резерв в заменяемых устройствах ПА: 1 комплект ПА Усть-Илимской ГЭС (АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-247, АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-248) (КПА-М) и 2 комплект ПА Усть-Илимской ГЭС (АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-247, АОПО, АЛАР ФЦС ВЛ-248) (КПА-М), для реализации управляющих воздействий «ОН», организуемых по титулам:

– «Схема внешнего электроснабжения «ЦОД Иркутского региона» суммарной мощностью 462 МВт»;

– «Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА, реконструкция ПС 220 кВ Таксимо в части расширения ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная, реконструкция ПС 220 кВ Чара в части расширения ОРУ 220 кВ на две ячейки для присоединения ВЛ 220 кВ Чара – Медная и СВ 220 кВ, строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная ориентировочной протяженностью 260 км, строительство ВЛ 220 кВ Чара – Медная ориентировочной протяженностью 25 км, реконструкция ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I, II цепи (протяженностью 5,175 км), ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный (протяженностью 42,59 км), ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга с отпайкой на ПС Небель (протяженностью 96,3 км), ВЛ 220 кВ Якурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный (протяженностью 71,4 км) в части замены провода на провод с большей пропускной способностью, реконструкция ПС 220 кВ Киренга для установки двух БСК 220 кВ мощностью не менее 75 Мвар каждый и двух УШР 220 кВ мощностью не менее 100 Мвар каждый, реконструкцию ПС 220 кВ Северобайкальск для установки двух БСК 220 кВ мощностью не менее 80 Мвар каждый, двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар, модернизация устройств ПА и каналов связи в прилегающей сети для реализации управляющих воздействий на отключение нагрузки ПС 220 кВ Медная (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Удоканская медь»)».

7.1.4. Устройства ПА ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская и ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская должны соответствовать требованиям:

– ГОСТ Р 59384-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования».

7.1.5. Выполнить модернизацию существующих УПАСК для передачи новых команд и сигналов РЗА.

7.1.6. Предусмотреть модернизацию/реконструкцию устройства ТМ ПА для организации сбора и передачи сигналов в АПНУ ПС 500 кВ Усть-Кут.

7.2. В части установки/модернизации устройств ПА на Братской ГЭС:

7.2.1. Согласно решениям проекта «Техническое перевооружение объектов Бодайбинского энергетического кольца в части установки/модернизации/замены устройств ПА,



связи и телемеханики (для обеспечения перспективных нагрузок второго этапа расширения пропускной способности Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»)) на Братской ГЭС необходимо предусмотреть модернизацию следующих устройств:

- АОПО ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Речушка с отпайкой на ПС Заводская с УВ на ОН Бодайбинского и Усть-Илимского энергорайона с увеличением количества выходных воздействий до 18 шт.;

- УПАСК ПРД/ПРМ по ВЧ ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Речушка с отпайкой на ПС Заводская для приема и передачи новых команд и сигналов РЗА, в т.ч. команды телеотключения ВЛ.

7.2.2. Предусмотреть резерв в устройстве АОПО ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Речушка, для реализации управляющих воздействий «ОН», организуемых по титулам:

- «Схема внешнего электроснабжения «ЦОД Иркутского региона» суммарной мощностью 462 МВт»;

- «Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА, реконструкция ПС 220 кВ Таксимо в части расширения ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная, реконструкция ПС 220 кВ Чара в части расширения ОРУ 220 кВ на две ячейки для присоединения ВЛ 220 кВ Чара – Медная и СВ 220 кВ, строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная ориентировочной протяженностью 260 км, строительство ВЛ 220 кВ Чара – Медная ориентировочной протяженностью 25 км, реконструкция ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I, II цепи (протяженностью 5,175 км), ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный (протяженностью 42,59 км), ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга с отпайкой на ПС Небель (протяженностью 96,3 км), ВЛ 220 кВ Якурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный (протяженностью 71,4 км) в части замены провода на провод с большей пропускной способностью, реконструкция ПС 220 кВ Киренга для установки двух БСК 220 кВ мощностью не менее 75 Мвар каждый и двух УШР 220 кВ мощностью не менее 100 Мвар каждый, реконструкцию ПС 220 кВ Северобайкальск для установки двух БСК 220 кВ мощностью не менее 80 Мвар каждый, двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар, модернизация устройств ПА и каналов связи в прилегающей сети для реализации управляющих воздействий на отключение нагрузки ПС 220 кВ Медная (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Удоканская медь»))».

7.3. Устройство АОПО ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Речушка должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 59384-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования».

## **8. Особые условия**

Модернизация устройств ПА, связи и телемеханики выполняется в условиях действующего предприятия.

## **9. Дополнительные условия**

9.1. Перед началом проектирования выполнить предпроектное обследование существующих устройств противоаварийной автоматики и системы сбора и передачи информации (ССПИ ТМ) Усть-Илимской ГЭС и Братской ГЭС.

В ходе обследования определить и оценить состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств противоаварийной автоматики, возможность передачи согласованного объема информации с проектируемых устройств ПА в существующую ССПИ ТМ.

9.2. Сметную документацию выполнить в соответствии с СТП ЭНГ.202.115-2025 «Ценообразование в ремонтной, строительной деятельности, услуг производственного и непроизводственного (технического) характера».

9.3. Проектная и рабочая документация при направлении на согласование Заказчику в полном объёме (включая обосновывающие расчёты) предоставляются на бумажном носителе в 3 (трёх) экз., в 2 (двух) экземплярах в электронном виде (в формате MS Word, Adobe Acrobat, схемы и графические материалы в редактируемом формате MS Visio) на флеш-носителе.

Не допускается передача документации Заказчику в электронном виде с пофайловым разделением страниц.

В проектной документации должны использоваться диспетчерские наименования объектов.

Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документации являются собственностью заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается. Также не допускается передача проектной документации

При направлении откорректированных материалов ПД разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

9.4. Разработанная проектная, закупочная документации являются собственностью Заказчика, передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

9.5. Проектная организация обеспечивает внесение соответствующих изменений (с согласованием с Заказчиком) в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания.

9.6. При необходимости, по запросу проектной организации, выполняющей разработку проектной документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ.

9.7. Технические решения проектной документации должны основываться на применении оборудования, материалов и систем, включенных в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах.

## **10. Этапы строительства**

Выделение этапов строительства согласовать с Заказчиком на стадии разработки и согласования проектной документации.

## **11. Срок выполнения проектной документации**

В соответствии с календарным графиком к договору на разработку проектной и рабочей документации.

## **12. Проектная организация**

Выбор проектной организации проводится на конкурсной основе.

## **13. Исходные данные**

13.1. Перечень инвестиционных проектов, работ и программ, с которыми требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному инвестиционному проекту:

- «Техническое перевооружение объектов Бодайбинского энергетического кольца в части установки/модернизации/замены устройств ПА, связи и телемеханики (для обеспечения перспективных нагрузок второго этапа расширения пропускной способности Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»);

- Тома ОТР и ПД по титулу «ОРУ 220-500 кВ. УИГ\_00040406. Реконструкция. Подключение к шинам ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС линий ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2, ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3 с изменением точки присоединения ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №1 и установкой шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар».



- «ОРУ 220-500 кВ. УИГ\_00040406. Техническое перевооружение АДВ Усть-Илимской ГЭС»;
- «Строительство объекта «Заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 Речушка" (протяжённость - 2\*1 км). "Строительство объекта "Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 220 кВ Речушка (протяжённость - 2\*1 км).»»;
- «Тяговая подстанция на участке Кежемская - Видим»;
- «Схема внешнего электроснабжения «ЦОД Иркутского региона» суммарной мощностью 462 МВт»;
- «Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут в части установки третьего АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА, реконструкция ПС 220 кВ Таксимо в части расширения ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная, реконструкция ПС 220 кВ Чара в части расширения ОРУ 220 кВ на две ячейки для присоединения ВЛ 220 кВ Чара – Медная и СВ 220 кВ, строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Медная ориентировочной протяженностью 260 км, строительство ВЛ 220 кВ Чара – Медная ориентировочной протяженностью 25 км, реконструкция ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I, II цепи (протяженностью 5,175 км), ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный (протяженностью 42,59 км), ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга с отпайкой на ПС Небель (протяженностью 96,3 км), ВЛ 220 кВ Якурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный (протяженностью 71,4 км) в части замены провода на провод с большей пропускной способностью, реконструкция ПС 220 кВ Киренга для установки двух БСК 220 кВ мощностью не менее 75 Мвар каждый и двух УШР 220 кВ мощностью не менее 100 Мвар каждый, реконструкцию ПС 220 кВ Северобайкальск для установки двух БСК 220 кВ мощностью не менее 80 Мвар каждый, двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар, модернизация устройств ПА и каналов связи в прилегающей сети для реализации управляющих воздействий на отключение нагрузки ПС 220 кВ Медная (для ТП энергопринимающих устройств ООО «Удоканская медь»))».

13.2. Перечень иных исходных данных, сроки их подготовки и передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации. Либо по письменному запросу проектной организации.

#### 14. Заказчик:

ООО «ЭН+ГИДРО».

Директор филиала ООО «ЭН+ГИДРО»  
Усть-Илимская ГЭС

Директор филиала ООО «ЭН+ГИДРО»  
Братская ГЭС



А.А. Карпачёв

Е.В. Стрелков