

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири


М.В. Шумов
«17» 04 2017 г.


УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по
производству энергии – главный инженер
ПАО «Иркутскэнерго»

Е.А. Новиков

«23» 03 2017 г.


СОГЛАСОВАНО

Директор по передаче энергии
– главный инженер ОАО «ИЭСК»


Ю.Н. Терских
«22» 03 2017 г.




ЗАДАНИЕ

на разработку проектной и рабочей документации «Модернизация устройств РЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №1 (ВЛ-561), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун №2 (ВЛ-562), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП №1 (ВЛ-569), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП №2 (ВЛ-570) с реализацией ОАПВ на Братской ГЭС»

1. Основания для проектирования

- План инвестиций ПАО «Иркутскэнерго», направляемых на капитальное строительство в 2017 году;
- График реконструкции устройств РЗА для реализации ОАПВ на ВЛ 500 кВ энергосистемы Иркутской области, утвержденный директором по передаче электроэнергии – главным инженером ОАО «ИЭСК», согласованный заместителем генерального директора по производству энергии – главным инженером ПАО «Иркутскэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири 03.06.2016.

2. Вид строительства

Модернизация.

3. Район и площадка строительства

3.1 Иркутская область, Братский район, г. Братск, территория филиала ПАО «Иркутскэнерго» Братская ГЭС:

- РЩ-500;
- ОРУ-500.

4. Состав проектной и рабочей документации

4.1. В составе проектной документации разработать разделы в объеме достаточном для осуществления модернизации устройств РЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570) с реализацией ОАПВ на Братской ГЭС, в том числе:

- «Основные технические решения (ОТР)»;
- «Общая пояснительная записка». Том должен содержать сведения в отношении объекта технического перевооружения, описание принятых технических и иных решений,

обоснования принятых решений, пояснения, ссылки на нормативные или технические документы;

- «Сметная документация».

4.2. На основе принятых в проектной документации технических и иных решений разрабатывается рабочая документация в соответствии с действующими нормами, правилами, стандартами, регламентами и включает в себя:

- пояснительную записку с необходимыми расчетами и обоснованиями;
- схемы электрические принципиальные вторичных цепей трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), РЗА, устройств (приборов) измерения, с привязкой к действующим устройствам и оборудованию;
- технические требования к устройствам РЗА;
- функциональные схемы внутренней логики терминалов (алгоритмы работы защит, автоматики и сигнализации);
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;
- схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;
- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в существующие и создаваемые (модернизируемые) объектовые АСУТП, ССПИ;
- монтажные схемы панелей, шкафов и оборудования;
- электрические принципиальные схемы с привязкой к внешним устройствам РЗ, ПА, РАС, оборудованию;
- планы (чертежи) размещения оборудования и прокладки кабельных связей;
- планы (чертежи) демонтируемого оборудования и кабельных связей;
- сборочные и габаритные чертежи;
- схема кабельных связей;
- журнал кабельных связей (для демонтируемых и монтируемых кабелей);
- спецификации оборудования, материалов и комплектующих;
- сметная документация;
- задание заводу на изготовление шкафов.

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

- Правила устройства электроустановок - ПУЭ (действующее издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей - ПТЭ (действующее издание);
- «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 34.20.116-93;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» утвержден приказом Росстандарта от 15.11.2012 № 807ст. Нормы и требования» 59012820.29.240.001-2011 (утв. Приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457);
- 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.» утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.06.2013 №150-ст.;

- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики (приложение №6 к договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике между ПАО «Иркутскэнерго» и АО «СО ЕЭС» от 10.11.2008 № ОДУ-197);

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДЛ, ФОБ) СТО 56947007-33.040.20.142-2013;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009;

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

- ГОСТ Р 21.1101-2013 «СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

- «Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях», СО 34.35.311-2004;

- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» СТО 59012820.29.240.007-2008 утв. распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 № 114р;

- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» СТО 59012820.29.240.001-2011, утв. Приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 г. № 102;

- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» СТО 59012820.29.020.002-2012 утв. приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 № 177 с изменениями, внесенными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 №201, приказом АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254;

- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» СТО 59012820.29.020.008-2015 утв. приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 №418;

- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» СТО 59012820.29.020.006-2015 утв. приказом ОАО «СО ЕЭС» №380 от 24.11.2015;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами», СТО 56947007-29.120.70.042-2010.

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

5. Этапы проектирования

I этап: предпроектное обследование, обоснование и согласование основных технических решений (ОТР) с ОАО «ИЭСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, выбор оборудования для Братской ГЭС;

II этап: разработка и согласование проектной и рабочей документации, в части оборудования устанавливаемого на Братской ГЭС с ОАО «ИЭСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

6. Основные требования к проектным решениям

6.1. Проектирование выполнить с учетом решений проектной документации:

- «Реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ УИГЭС – Братская ГЭС (ВЛ-571) с реализацией ОАПВ на Братской ГЭС» с применением микропроцессорных терминалов РЗА одно-

го производителя на объекте согласно п.16.3.4 СТП 011.102.116-2015 «Техническая политика» ПАО «Иркутскэнерго»;

- «Узловой комплекс противоаварийной автоматики электропередачи 500 кВ Братск-Иркутск»;

- «Выполнение комплекса противоаварийной автоматики УВК АДВ на ПС 500 кВ Озерная с районом противоаварийного управления от шин Братской ГЭС до ПС 500 кВ Камала».

6.2. На первом этапе проектирования разработать ОТР по РЗА с учетом результатов предпроектного обследования, в том числе:

- схему размещения устройств РЗ, АПВ, ПА и РАС с функцией ОМП на объекте с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА, включая резервные каналы связи;

- совмещенную схему распределения устройств по измерительным ТТ и ТН (включая устройства РЗ, АПВ, ПА, РАС, ОМП) на объекте проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗ, АПВ, ПА);

- схему организации передачи сигналов и команд РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов;

- перечень телеметрической информации с устройств РЗА (аварийно-предупредительная сигнализация), требуемых для передачи в существующую систему ТМ Братской ГЭС с последующей передачей в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, разработанный в соответствии с типовым перечнем (приложение 2); технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН для подключения устройств РЗ, АПВ, ПА и СИ;

- предварительный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, АПВ для:

- подтверждения принципов выполнения РЗ;

- определения необходимости подключения защит к ТТ в линии (для ВЛ, коммутируемой двумя выключателями);

- обоснования требуемого количества и направленности ступеней резервных защит ВЛ и места их установки;

- обоснования состава устройств РЗ, в том числе необходимости установки трёх устройств (комплектов) РЗ на ВЛ 500 кВ, для которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

- обоснования необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ВЛ 500 кВ);

- обеспечения защиты не отключенных фаз в цикле ОАПВ ВЛ;

- обоснования принятых коэффициентов трансформации ТТ дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ).

- режимы АПВ ВЛ, включая алгоритмы (кратность, условия пуска, контроль отсутствия/наличия напряжения на ВЛ и шинах, контроль синхронизма и т.п.);

- определить состав устройств РЗ, АПВ с учетом максимально допустимого времени отключения КЗ (по условиям сохранения устойчивости работы генераторов электростанций);

- определить каналы, технологии и состав оборудования связи, используемые для целей РЗ, ПА (количество фаз с ВЧ-обработкой, при использовании ВЧ-каналов связи по ВЛ и т.п.);

- перечень всех функций РЗ, АПВ, ПА каждого защищаемого элемента линии, необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;

- другие материалы, необходимые для принятия обоснованного решения и согласования ОТР.

Результатом I этапа проектирования являются ОТР, технические требования к устройствам РЗА, спецификация шкафов с функциональным составом РЗА, согласованные с Заказчиком, СРЗИЭА ПАО «Иркутскэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, ОАО «ИЭСК».

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

По результатам I этапа проектирования ПАО «Иркутскэнерго» проводит корпоративные процедуры по выбору фирмы-поставщика устройств РЗА.

6.3. На II этапе выполнить разработку проектной и рабочей документации, в части оборудования устанавливаемого на Братской ГЭС, в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Обосновать и выполнить:

- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- технические решения по электромагнитной совместимости вновь устанавливаемых устройств и их защите от импульсных помех.
- принципиальные электрические и структурно-функциональные схемы устройств РЗ, АПВ, ПА с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗ и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП и РАС;
- выбор всех уставок устройств РЗА;
- принципиальные схемы, функциональные схемы терминалов, отражающие внутреннюю конфигурацию логических связей устройств, данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА, входящих в проект. Вместе с этим должны быть предоставлены: техническая информация и руководство по эксплуатации на русском языке, методические материалы по расчёту параметров настройки, бланки заданий уставок РЗА;
- решения по удаленному доступу к терминалам РЗА (АРМ релейщика);
- предусмотреть синхронизацию времени на всех терминалах РЗА для обеспечения требуемой нормативными документами точности;
- обоснование (уточненные расчёты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН, на основании обосновывающих расчётов с учётом видов устройств РЗ (дифференциальная защита ошиновки, дифференциально-фазная защита линии, ступенчатые защиты линий и т.д.), АПВ, ПА, их потребления, длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗ, АПВ, ПА при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения, длительности бестоковой паузы для ОАПВ и т.п.);
- расчёты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока;
- расчёт проверки КЛ 0,4 кВ на невозгорание при протекании токов КЗ;
- анализ на совместимость существующих устройств автоматического и автоматизированного поиска «земли» с контролируруемыми устройствами РЗА (проектируемыми) во избежание их ложного срабатывания;
- прокладку в существующих кабельных каналах контрольных и силовых кабелей до 1000 В от вновь смонтированного оборудования на ОРУ-500 до РЩ-500. При необходимости предусмотреть мероприятия по расчистке существующих каналов или монтаж новых;
- установку шкафов организации цепей напряжения на РЩ-500.

В сметах учесть затраты на демонтаж старых панелей и шкафов РЗА ВЛ-500 на РЩ-500 и ОРУ-500 с кабельными связями.

6.4. Проектная и рабочая документация, выполненные на II этапе, должны быть согласованы в требуемом объеме с Заказчиком, СРЗИЭА ПАО «Иркутскэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, ОАО «ИЭСК».

7. Особые условия

Действующее предприятие.

8. Дополнительные требования

8.1. Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования существующих устройств РЗА РЩ и ОРУ 500 кВ Братской ГЭС.

В ходе обследования определить и оценить состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗА, передачи аварийных сигналов и команд, определения мест повреждения на ВЛ, регистрации аварийных событий и процессов, состояние кабельных трасс.

Оценить необходимость и объемы модернизации существующей системы АСУТП, ССПИ ТМ Братской ГЭС, требуемые для интеграции вновь вводимого оборудования РЗА в эти системы.

При предпроектном обследовании должна быть проведена оценка состояния электромагнитной обстановки на объекте проектирования. Должны быть приняты во внимание результаты предыдущего обследования состояния электромагнитной обстановки на объекте проектирования.

8.2. Сметную документацию выполнить в соответствии с «Требованиями для составления сметной документации при выполнении ПИР», утвержденными Указанием ПАО «Иркутскэнерго» от 12.09.2014 №54-ЕН.

8.3. Проектную и рабочую документацию (включая обосновывающие расчеты) предоставить на бумажном носителе в 4 (четырёх) экз., в 2 (двух) экземплярах в электронном виде (в формате MS Word, Adobe Acrobat, схемы и графические материалы в редактируемом формате MS Visio) на компакт-диске.

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

Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документации являются собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

9. Этапы проведения модернизации

Выделение этапов не требуется.

10. Срок выполнения проектной документации

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

11. Проектная организация

Выбор проектной организации проводится на конкурсной основе.

12. Заказчик

Филиал ПАО «Иркутскэнерго» Братская ГЭС.

13. Исходные данные

13.1. Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их определяются условиями договора на разработку проектной и рабочей документации.

13.2. Исходные данные выдаются по письменному запросу проектной организации.

13.3. «Требования для составления сметной документации при выполнении ПИР» ПАО «Иркутскэнерго» (приложение №1).

13.4. Типовой состав телеметрической информации с устройств РЗА, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» (приложение №2).

Директор филиала
ПАО «Иркутскэнерго» Братская ГЭС



А.А. Вотенев

Приложение 2
к заданию на разработку проектной и
рабочей документации по титулу «Мо-
дернизация устройств РЗА ВЛ 500 кВ
Братская ГЭС – Тулун №1 (ВЛ-561), ВЛ
500 кВ Братская ГЭС – Тулун №2 (ВЛ-
562), ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Брат-
ский ПП №1 (ВЛ-569), ВЛ 500 кВ Брат-
ская ГЭС – Братский ПП №2 (ВЛ-570) с
реализацией ОАПВ на Братской ГЭС»

**Типовой состав телеметрической информации с устройств РЗА, подлежащей передаче с
объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС»**

Параметры телеинформации		Примечание
Аварийно-предупредительная сигнализация по оборудованию 110-750 кВ		
Неисправность выключателя	АПТС	Обобщенный сигнал неисправно- стей, приводящих к блокированию управления выключателем
Срабатывание основных РЗ присоеди- нения (ЛЭП, АТ (Т))	АПТС	ЛЭП – сигналы по каждому устрой- ству. АТ (Т) – обобщенный сигнал по всем устройствам. Формируется при действии устрой- ства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание резервных РЗ присоеди- нения (ЛЭП, АТ (Т))	АПТС	ЛЭП – сигналы по каждому устрой- ству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответ- ствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – обобщенный сигнал по всем устройствам. Формируется при действии устрой- ства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание РЗ присоединения (УКРМ, блок «генератор-трансформатор»)	АПТС	Обобщенный сигнал по всем устройствам основных и резерв- ных РЗ. Формируется при действии устрой- ства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	АПТС	Формируется при действии устрой- ства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание УРОВ выключателя	АПТС	Формируется при действии устрой- ства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений

Параметры телеинформации		Примечание
Срабатывание устройства ПА	АПТС	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН. 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия
Неисправность устройства ПА	АПТС	1. Обобщенный сигнал неисправности любого из устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, ФОЛ. 2. Обобщенный сигнал неисправности ЛАПНУ 3. Сигнал неисправности УПАСК
Срабатывание ТАПВ выключателя	АПТС	Формируется при действии устройства (функции) ТАПВ на включение выключателя
Срабатывание ОАПВ ЛЭП	АПТС	Формируется при действии устройства (функции) ОАПВ на включение выключателей
Запрет АПВ выключателя	АПТС	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ