

СОГЛАСОВАНО

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

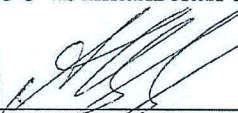

С.А. Клепиков
2022 г.



Задание

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по
производству энергии – главный инженер
ООО «Байкальская энергетическая
компания»


А.Н. Цветков
«25» 04 2022 г.

на разработку проектной и рабочей документации по объекту:
Трансформатор 3-х фаз. 3-х обм. ГТ-3 (Инв. № ИЭ9141066). Техническое
переворужение. Замена силового трансформатора 110/35/6 кВ ГТ-3.

1. Основание для проектирования.

Перечень ПИР ООО «Байкальская энергетическая компания» на 2022 г., утвержденный заместителем генерального директора по производству энергии – главным инженером.

2. Вид строительства.

Техническое перевооружение.

3. Район и площадка строительства.

Иркутская область, г. Ангарск, второй промышленный массив, кв-л. 17, ТЭЦ-9
ООО «Байкальская энергетическая компания».

4. Объем проектной и рабочей документации.

4.1. Проектная документация должна быть разработана в соответствии с действующими в РФ нормами, в объеме, достаточном для осуществления технического перевооружения. Проектную документацию скомпоновать в тома:

4.1.1. «Общая пояснительная записка» - том содержит всю описательную и графическую часть, выполняемую в рамках технического перевооружения. Документация разрабатывается в соответствии с ГОСТ Р 21.101-2020.

4.1.2. Проект организации работ (ПОР).

4.1.3. «Сметная документация».

4.2. Рабочую документацию выполнить на основе принятых в проектной документации технических и технологических решений в соответствии с действующими нормами, правилами, стандартами и регламентами, в объеме полного комплекта (основной комплект, прилагаемые и ссылочные документы) в соответствии с ГОСТ Р 21.101-2020. Рабочая документация должна включать в себя, в том числе, схемы электрические принципиальные цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации, измерения, управления, блокировки с привязкой к существующим схемам и оборудованию РЗА, схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, монтажные схемы панелей и шкафов заменяемого оборудования, планы (чертежи) размещения оборудования, сборочные и габаритные чертежи, план прокладки заменяемых кабельных связей, журнал кабельных связей (для демонтируемых и монтируемых кабелей).

5. Основные данные и требования к проектным решениям.

5.1. Предусмотреть замену силового трансформатора ГТ-3.

5.2. Разработать узлы подключения ошиновки 35, 110 кВ и токопровода 6 кВ к выводам вновь устанавливаемого трансформатора ГТ-3.

5.3. Предусмотреть замену силовых и контрольных кабелей трансформатора ГТ-3 согласно характеристикам нового трансформатора. Объем замены обосновать в проекте.

5.4. Произвести расчет антисейсмического крепления трансформатора на месте его установки.

5.5. Произвести обследование технического состояния фундамента с установленными на нем рельсовыми путями и маслоприемного устройства трансформатора ГТ-3 с оценкой прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности для дальнейшего использования под вновь монтируемый трансформатор.

5.6. Произвести обследование фундаментов порталов и металлоконструкций ошиновок по сторонам РУ 110, 35, 6 кВ, в случае ее замены или увеличения сечения.

5.7. Выполнить расчет токов короткого замыкания и произвести выбор уставок релейной защиты для трансформатора ГТ-3.

5.8. При необходимости замены существующих устройств РЗА блока ГТ-3 предусмотреть выполнение расчетов по определению времени до насыщения используемых ТТ.

5.9. Произвести расчеты и выполнить анализ возможности эксплуатации нового трансформатора в существующих условиях электрической сети ТЭЦ-9, при несоответствии разработать мероприятия по устранению замечаний:

- в силовой части электрооборудования РУ 6 кВ (выполнить проверку динамической и термической стойкости коммутационных аппаратов и сборных шин РУ 6 кВ Секции – 3Р и электрооборудования 6 кВ ГТ-3 к действию токов К.З. при максимальном режиме);
- в силовой части электрооборудования ОРУ 110 кВ (выполнить проверку динамической и термической стойкости, отключающей способности коммутационных аппаратов, шин);
- в силовой части электрооборудования ОРУ 35 кВ (шины, коммутационные аппараты);
- в условиях параллельной работы нового трансформатора ГТ-3 с существующими блочными трансформаторами ТЭЦ-9;
- возможности надежной эксплуатации нового трансформатора без замены существующих устройств РЗА блока ГТ-3.

5.10. На существующей панели управления ГТ-3 п.14 ГЩУ предусмотреть замену светосигнальной арматуры, указателей положения РПН и измерительных приборов в полном объеме. Измерительные приборы подключать к преобразователям тока.

5.11. Предусмотреть выполнение дистанционного управления РПН ГТ-3 с панели 14 ГЩУ.

5.12. Данные системы мониторинга ГТ-3 от датчиков температуры масла, датчиков температуры обмоток, блока мониторинга РПН вывести на панель 14 ГЩУ. Предусмотреть выдачу сигналов в схему управления системой охлаждения трансформатора, предупредительной и аварийной сигнализации ГТ-3.

5.13. Учесть необходимость сохранения существующего объема телеинформации по заменяемому оборудованию, передающегося в диспетчерский центр Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. При необходимости предусмотреть увеличение состава передаваемой телеинформации, подлежащей передаче в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ по заменяемому оборудованию в соответствии с типовым составом, приведенным в договоре возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от 01.09.2020 г. № ОДУ-427.

5.14. Разработать технические решения по регистрации аварийных событий и процессов с использованием регистраторов аварийных событий и процессов в соответствии с 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».

5.15. Предусмотреть выдачу сигналов минимального и максимального уровня масла в расширителе основного бака трансформатора и бака контактора РПН в схему предупредительной сигнализации ГТ-3.

5.16. Цепи предупредительной и аварийной сигнализации привязать к соответствующим участкам схемы центральной сигнализации ГЩУ.

5.17. В составе проекта разработать решения по временному хранению демонтированного трансформатора на территории ОРУ с организацией фундамента и маслоприемного устройства с привязкой к существующей сети трубопроводов аварийного слива масла и организации рельсового пути по перемещению (установке) демонтированного трансформатора.

5.18. ПОР разработать с учетом этапов выполнения работ (п.6. настоящего задания).

5.19. В сметной документации учесть затраты на демонтажные работы, погрузку демонтируемых материалов в места утилизации, утилизацию, подготовку пути для перекатки демонтируемого трансформатора, перекатку существующего трансформатора ТДТНГ-75000/110 с места его установки до места временного хранения (ОРУ-110 кВ), разгрузку нового трансформатора на ТЭЦ-9 и его дальнейшую перекатку к месту установки, устройство лесов в объеме достаточном для выполнения работ, проведение испытаний и пуско-наладочные работы.

6. Этапы выполнения работ

1 этап – Реализация решений по временному хранению демонтированного трансформатора на территории ОРУ с организацией фундамента и маслоприемного устройства с привязкой к существующей сети трубопроводов аварийного слива масла и организации рельсового пути по перемещению (установке) демонтированного трансформатора.

2 этап – Замена трансформатора с переустройством узлов подключения ошиновки 35 кВ, 110 кВ и токопровода 6 кВ к его выводам. Выполнить работы согласно обследованию и расчетам фундаментов порталов и металлоконструкций ошиновок по сторонам РУ 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ.

3 этап – Замена (прокладка) кабельных линий, привязка цепей управления и сигнализации, монтаж аппаратуры на панелях управления согласно проведенным расчетам.

7. Особые условия проектирования.

7.1. Сейсмичность района строительства принять на основе комплекта карт общего сейсмического районирования территории РФ СП 14.13330.2018.

7.2. Действующее предприятие.

8. Дополнительные требования.

8.1. Перед началом проектирования провести в необходимом объеме визуальный осмотр, обмеры, ознакомление с технической документацией и сбор всей необходимой информации с выездом на объект для выполнения проекта.

8.2. Основные проектные решения предварительно согласовывать с Заказчиком.

8.3. В проекте применить оборудование, выбранное Заказчиком по результатам проведения корпоративных процедур.

8.4. Сметную документацию выполнить в соответствии с «Требованиями для составления сметной документации» ООО "Байкальская энергетическая компания", 2020г. (приложение 1).

8.5. Проектную и рабочую документацию согласовать с Заказчиком, ЭТС¹ ООО «Байкальская энергетическая компания, Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ².

8.6. На каждый этап выполнения работ (п.6 настоящего задания) сметную документацию разработать отдельными томами.

8.7. Документацию предоставить:

8.7.1. на бумажном носителе – проектную в 1-м экз., рабочую – в 4-х экз.;

8.7.2. в электронном виде – 1 экземпляр полного комплекта на USB-носителе в формате PDF (схемы и чертежи должны быть предоставлены также формате MS VISIO). Приложить перечень предоставляемой документации в формате Excel. Документация в электронном виде, в том числе в формате PDF, должна обеспечивать возможность поиска по текстовому содержанию документа и возможность копирования текста (за исключением случаев, когда текст является частью графического изображения); формироваться способом,

¹ ЭТС - электротехническая служба

² РДУ - региональное диспетчерское управление

не предусматривающим сканирование документа на бумажном носителе, содержать оглавление (для документов, содержащих структурированные по частям, главам, разделам (подразделам) данные) и закладки, обеспечивающие переходы по оглавлению и (или) к содержащимся в тексте рисункам и таблицам. Постраничная разбивка разделов документации в формате PDF не допускается.

9. Срок выполнения проекта.

По календарному плану к договору

10. Заказчик.

ООО «Байкальская энергетическая компания», филиал ТЭЦ-9.

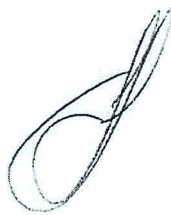
11. Перечень исходных данных.

11.1. Приложение 1 – «Требования для составления сметной документации»
ООО «Байкальская энергетическая компания», 2020 г. (копия).

11.2. Приложение 2 – Схема маслоприемных трубопроводов ГТ (копия).

11.3. Необходимые чертежи при их наличии предоставляются по запросу исполнителя.

Директор ТЭЦ-9



Н.А. Бобровников