“Утверждаю”
Заместитель директора
по техническим вопросам –
главный инженер филиала
ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

_____С.Н. Демидов
“___”_____ 20__ г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика на проектирование реконструкции ПС 35 кВ Масловская с заменой трансформаторов 4 и 6,3 МВА на 2х10 МВА

1. Общие положения

Выполнить проект реконструкции ПС 35 кВ Масловская, расположенной в

Область	Район	Город (село, деревня)	Адрес
Воронежская область	Новоусманский	пос. 1-ое отделение совхоза Масловский	ул. Ленина, 2б

2. Обоснование для проектирования

2.1. Договор на технологическое присоединение № 40652571 от 22.03.13

3. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту

- нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009);
- постановление правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- техническая политика ОАО «МРСК Центра», утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» № 227 от 16.08.2010 г.
- положение о технической политике в области IT технологий, утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;
- схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения;
- типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра», утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание).

4. Стадийность проектирования

Проект выполняется в соответствии с настоящим техническим заданием в 3 этапа:

- предпроектное обследование объекта;
- разработка проектной и рабочей (при необходимости) документации;
- согласование проекта и проектно-сметной документации в надзорных органах;.

5. Основные характеристики реконструируемой ПС 35 кВ Масловская

Существующая схема первичных соединений РУ ВН - 5АН мостик с выключателями в цепях трансформаторов, без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов. Тип РУ ВН – открытое РУ.

5.1. Количество и мощность силовых трансформаторов – 1х 4 МВА, 1х 6,3 МВА.

5.2. Количество линий, подключаемых к РУ 35 кВ подстанции - 2.

6. Описание основных объемов работ включаемых в проект

6.1. Выполнить предпроектное обследования объекта.

6.2. Пояснительная записка, конструктивные решения (установочные чертежи) в соответствии с видами выбранного электрооборудования.

6.3. Проектом предусмотреть работы по демонтажу:

- силовых трансформаторов Т-1, 2 и последующая транспортировка их (с ПС 35 кВ Масловская на базу Воронежского участка СПС).

6.4. Проектом предусмотреть работы по транспортировке и установке вместо существующих силовых трансформаторов Т-1,2 мощностью 4,0 и 6,3 МВА:

- 2х силовых трансформаторов по 10 МВА каждый (с площадки временного хранения).

6.5. Предусмотреть реконструкцию фундаментов существующего маслоприемника и маслосборника трансформатора Т-1 и Т-2 согласно ПУЭ 7 издания (раздел 4, пункт 4.2.69), предусмотреть бесщебеночное исполнение маслоприемника.

6.6. Предусмотреть реконструкцию (при необходимости) ошиновки 35 кВ.

6.7. Предусмотреть замену существующих разрядников на ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ (на спусках 35 кВ и на шинных мостах 10 кВ, в КРУН 10 кВ). Место установки и параметры обосновать расчетом на основании данных о конфигурации сети и режимах ее работы.

6.8. Замена существующих шинных мостов 10 кВ (от силовых трансформаторов до вводных ячеек в КРУН 10 кВ) на гибкий изолированный мост 10 кВ, тип марку и сечение определить проектом.

6.9. Произвести проверку коммутационных аппаратов, РУ-10 кВ по отключающей способности; сборных шин по механической, динамической, термической стойкости и при необходимости предусмотреть их замену.

6.10. Предусмотреть замену вакуумных выключателей в ячейках В-10 Т-1,2, СВ-10 на вакуумные выключатели с номинальным током не менее 1000 А. Тип, марку и остальные параметры определить проектом.

6.11. Предусмотреть замену РВЗ-10 в ячейках В-10 Т-1, В-10 Т-2, СВ-10 на аналогичные с номинальным током не менее 630 А. Тип, марку и остальные параметры определить проектом.

6.12. Предусмотреть замену трансформаторов тока 10 кВ в ячейках КРУ 10 кВ (2 вводных и 1 секционной) согласно номинальной мощности трансформаторов по 3 трансформатора тока в каждую ячейку. Класс точности обмоток ТТ: для учета (не ниже) 0,2S, для измерений (не ниже) 0,5, для защиты (не ниже) 5Р.

6.13. Предусмотреть замену измерительных приборов на цифровые (в вводных ячейках и секционной).

Цифровой прибор - комбинированный, количество цифровых индикаторов - 3 (активная и реактивная мощность, ток), КТ не хуже 0.5, наличие RS-485, программируемые коэффициенты трансформации по току и напряжению. Питание прибора - универсальное, входной сигнал 0 - 5А/100В, выходной (выходные) 0-5 мА, цвет индикации - зеленый.

6.14. Заземление вновь устанавливаемого оборудования выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ и условиями протекания длительного наибольшего тока несимметричного режима в соответствии с «Методологическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утвержденными Департаментом науки и техники 29.06.93 (РД 34.20.116-93).

6.15. Молниезащита подстанции должны соответствовать требованиям ПУЭ и "Указаниям по проектированию грозозащиты ПС напряжением 35 кВ и выше". Вновь установленное оборудование должно попадать в зону молниезащиты ПС.

6.16. Проектом предусмотреть учёт электромагнитного влияния первичных цепей на вторичные цепи, выполнить расчёт уровней электрических наводок и помех, предусмотреть мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости, в т.ч. по исключению электростатического влияния.

6.17. Выполнить строительную часть подстанции (фундаменты под заменяемое оборудование, здания, новые кабельные лотки и ж/б плиты). Тип фундаментов определить на основании проектно-изыскательских работ. Металлоконструкции должны быть защищены от коррозии антикоррозионным покрытием выполненным методом горячей оцинковки.

6.18. Марки и производителя основного оборудования и материалов согласовать на стадии проектирования.

7. Релейная защита и автоматика, оперативный ток

7.1. Технические решения по релейной защите (РЗА) **для ячеек В-10 Т-1, В-10 Т-2, СВ-10** с использованием микропроцессорных устройств:

- схема размещения устройств релейной защиты;
- схемы организации РЗ и ПА;
- выбор необходимых защит и предварительный расчет параметров настройки устройств РЗА;
- предусмотреть АЧР-ЧАПВ по 10 кВ на базе микропроцессорных терминалов с действием на отключение;
- перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети, необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;
- обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида защит в месте их установки, в других точках сети и т.п.);
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;
- общие технические требования к устройствам РЗА, и шкафам отдельным томом.

7.2. Выполнить замену УРЗА силовых трансформаторов в объеме: Т-1, Т-2, В-35 Т-1, В-35 Т-2, СВ-35. Технические решения по релейной защите **проектируемого оборудования 35 кВ** выполнить с использованием микропроцессорных устройств:

– схема размещения устройств релейной защиты;

– схема распределения по трансформаторам тока 35 кВ устройств РЗА, ПА, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), при этом учесть, что основные и резервные защиты элементов сети должны быть включены на разные керны ТТ;

– схема организации цепей переменного напряжения;

– структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в ТМ;

– перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети (линия, трансформатор), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;

– обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида защит в месте их установки, в других точках сети и т.п.);

– общие технические требования к устройствам РЗА, и шкафам отдельным томом;

– ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;

– обоснование принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ);

7.3. Определить **для проектируемого оборудования** решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, систем связи и других систем , включая:

– таблицы потребителей оперативного тока и их характеристики;

– схемы сети оперативного тока;

– ориентировочные расчеты токов короткого замыкания оперативного тока (с использованием специализированных программ);

– выполнение защиты сетей оперативного тока;

– построение карт селективности защитных аппаратов оперативного тока (с использованием специализированных программ);

– контроль сети оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли» по присоединениям.

7.4. Основные и резервные защиты трансформаторов подключить к разным вторичным обмоткам выносных трансформаторов тока 35 кВ.

7.5. Выполнить расчет токов КЗ и выбор уставок УРЗА ПС, проверить чувствительность защит, провести проверку установленного оборудования и ошиновки по токам нагрузки и по отключающей способности, на термическую стойкость. При необходимости предусмотреть меры для ограничения токов короткого замыкания.

7.6. Выполнить проверку установленного оборудования и ошиновки на соответствие токам нагрузки и КЗ.

7.7. Схема организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, другое) с учетом резервирования каналов.

7.8. Решения по оперативному управлению проектируемыми коммутационными аппаратами из центра диспетчерского управления.

7.9. Решения по организации цепей оперативной блокировки проектируемых коммутационных аппаратов.

7.10. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ТМ, АИИС КУЭ, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе в соответствии с ГОСТ Р 51317 (МЭК 61000) "Совместимость технических средств электромагнитная".

7.11. **Раздел ТМ и Связи**

Телемеханизацию вновь вводимого и реконструируемого оборудования выполнить согласно приложенным ТЗ на АСДУ и ТЗ на связь.

8. Дополнительные требования к проекту.

8.1. Все применяемое в проекте электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства, должны иметь аттестацию аккредитованного Центра ОАО «Холдинг МРСК».

8.2. Провести оценку воздействия объекта на окружающую среду (ОВОС).

8.3. Выполнить разделы «Охрана окружающей среды» и «Охрана труда».

8.4. Противопожарные мероприятия в соответствии с действующими РД и вновь утвержденными правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

8.5. Сметную стоимость строительства рассчитанную в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

8.6. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

8.7. Проектом предусмотреть разработку ПОС.

8.8. Реконструкция смежных объектов для обеспечения дальнего резервирования при КЗ на стороне НН силовых трансформаторов при отказе масляного выключателя 35 кВ или потере оперативного тока на реконструируемой ПС 35 кВ Масловская.

8.9. Документацию по проекту представить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 1 экземпляре на CD носителе, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, AutoCAD, а сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом формате, совместимого с MS Excel, позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.

8.10. Все технические решения по замене Т-1, Т-2, реконструкции ОПТ и РЗА на ПС должны быть согласованы и утверждены филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

9. Требования к проектной организации.

– обладание необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных работ;

– наличие свидетельства о допуске к работам по разработке проектной документации для объектов капитального строительства, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО;

– привлечение Субподрядчика, а также выбор типа оборудования и заводов изготовителей производится по согласованию с Заказчиком.

10. Проектная организация в праве.

– запрашивать необходимые для проектных работ данные по параметрам строящегося объекта, присоединяемых потребителей и конфигурации питающей сети в районе строительства;

– вести авторский надзор за строительством объекта и соответствием выполняемых работ проектной документации.

11. Сроки выполнения работ ___.____.201__ по ____. ____.201__ г.

Проектные работы выполняются в соответствии с согласованным с Заказчиком графиком выполнения работ.

12. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

13. Профессиональная ответственность проектной организации должна быть застрахована.

Зам. главного инженера - начальник ЦУПА
филиала ОАО «МРСК Центра» -
«Воронежэнерго» **А. А. Бурков**