

**“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 110 кВ  
№44 ВШЗ-2 с установкой трансформатора 10 МВА

### **1. Общие положения**

Выполнить проект реконструкции ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2, расположенной в

Область	Район	Город (село, деревня)	Адрес
Воронежская область	Левобережный	г. Воронеж	ул. Просторная, 51а

### **2. Обоснование для проектирования**

2.1. Инвестиционная программа филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»  
2012 года.

### **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 ИТ 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 4 этапа:

- предпроектное обследование объекта;
- разработка проектной и рабочей (при необходимости) документации;
- согласование проекта и проектно-сметной документации в надзорных органах;
- разработка плана-графика строительства объекта в рамках модели системы управления важнейшими инвестиционными проектами с декомпозицией разбивкой, учитывающей мероприятия по подготовке и утверждению ИРД, ПСД, СМР, ПНР, МТО, и вводу объекта в эксплуатацию.

#### 5. Основные характеристики реконструируемой ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2

##### 5.1. РУ ВН:

5.1.1. Существующая схема первичных соединений РУ ВН: ОД-КЗ в цепи трансформатора Т-2, ОД-КЗ в цепи предполагаемого трансформатора Т-1 (самого трансформатора нет) и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

5.1.2. Тип РУ ВН – ОРУ-110.

5.1.3. Количество и мощность силовых трансформаторов – 1х10 МВА.

5.1.4. Количество линий, подключаемых к РУ 110 кВ подстанции - 2.

##### 5.2. РУ НН:

5.2.1. Схема первичных соединений РУ 6 кВ - ЗРУ 6 кВ с 2 секциями шин с СВ-6.

Секция шин 3

Наименование	Значение, шт.	Примечание (тип ячейки )
СР	1	К-XXVI
линейная	1	К-XXVI
ТН	1	К-XXVI

Секция шин 4

Наименование	Значение, шт.	Примечание (тип ячейки )
СВ	1	К-XXVI
линейная	3	К-XXVI
трансформаторная	1	К-XXVII
ТН	1	К-XXVI
ТСН	1	К-XXVI

#### 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 транспортировке и установке силового трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА (с площадки временного хранения).

6.4. Предусмотреть замену существующих вводов 110 кВ в трансформаторной камере (для проектируемого трансформатора Т-1).

6.5. Предусмотреть изолированный шинный мост 6 кВ, с изоляцией из СПЭ (от силового трансформатора Т-1 до вводной проектируемой ячейки 6 кВ на 3 секции шин), тип марку и сечение определить проектом.



6.6. Предусмотреть установку ОПН 110 кВ (перед вводами 110 кВ трансформатора Т-1) и ОПН 6 кВ (на шинном мосту трансформатора Т-1) ЗОН 110 кВ и ОПН 110 кВ в нейтрали силового трансформатора Т-1. Место установки и параметры обосновать расчетом на основании данных о конфигурации сети и режимах ее работы.

6.7. Предусмотреть установку вводной ячейки на 3 секции шин 6 кВ внутренней установки с вакуумным выключателем, комплектом ОПН 6 кВ с блоком управления, микропроцессорными защитами, с блоком питания и защитой от дуговых замыканий с оптоволоконными датчиками дуги, совместимой с существующей. Предусмотреть пристыковку новой ячейки к существующим без переходного шкафа.

6.8. Предусмотреть установку ТСН-6-1 на ОРУ. Установку ячейки с предохранителями ТСН-6-1 в ЗРУ 6 кВ. Выполнить соединение ячейки ТСН-6-1 и ТСН-6-1 кабелем. Тип, марку и сечение определить проектом. Выполнить соединение от ТСН-6-1 до 1с-0,4 кВ в ОПУ кабелем 0.4 кВ. Тип, марку и сечение определить проектом.

6.9. Установку в новой ячейке 6 кВ электронного счетчика, классом точности не хуже 0.2 для АСКУЭ с выдачей информации о расходе активной и реактивной электроэнергии (мощности) в АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

6.10. Установку в новой ячейке 3х трансформаторов тока (на фазу по 1 трансформатору тока), с необходимым количеством вторичных обмоток, обеспечивающих независимое подключение цепей релейной защиты (2 керна, класс точности 5Р), учета (1 kern, класс точности 0.5), автоматики и измерений (1 kern, класс точности 0.2S). Произвести расчет по загрузке вторичной обмотки трансформаторов тока в новой ячейке (установку трансформаторов тока запроектировать с учетом этого расчета). Произвести выбор трансформаторов тока с учетом допустимого вторичного тока в МП терминале при максимальном токе КЗ на шинах 6кВ. Тип определить проектом.

6.11. Предусмотреть замену измерительных приборов на цифровые (в ячейках: 1 вводной на 4 с.ш. и 1 секционной). А также установку в новой вводной ячейке 6 кВ.

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.

6.12. Предусмотреть замену трансформаторов тока 6 кВ в ячейках КРУ 6 кВ (1 вводной на 4 с.ш. и 1 секционной) согласно номинальной мощности трансформаторов. Класс точности обмоток ТТ: для учета (не ниже) 0,2, для измерений (не ниже) 0,5, для защиты (не ниже) 5Р.

6.13. 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).

6.14. 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.

6.15. 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.



6.16. Телемеханизацию вновь вводимого и реконструируемого оборудования выполнить на базе существующего комплекса телемеханики, при необходимости доукомплектовав его недостающим оборудованием.

6.17. Раздел «Телемеханика и связь»:

Телемеханизацию вновь вводимого и реконструируемого оборудования на ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2 выполнить в следующем объеме:

- автоматический сбор информации параметров и режимов измерительной сети с помощью цифровых датчиков, МИП и счетчиков электрической энергии и модулей ТМ (ТС);
- телеуправление (ТУ) объектами по командам, принимаемым с верхнего уровня с защитой от ложных срабатываний;
- сбор сигналов событий в работе МП устройств РЗА, ПА (срабатывания всех ступеней защиты, сигналы работы устройств ПА и т.п.);
- сбор сигналов положения выключателей, режимных ключей в цепях РЗА, ПА;
- сбор сигналов от устройств передачи команд ПА (передаваемых и принимаемых);
- по каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и передачи значений частоты, напряжения (фазное и линейное), тока, активной и реактивной мощности по каждой фазе и суммарной величины;
- передаваемая телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;
- в тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5;
- суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2 в ЦУС филиала ОАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго» и Филиал ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ должно находиться в пределах одной (1) секунды;
- вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.
- протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

6.18. Выполнить строительную часть подстанции (фундаменты, фундаменты под заменяемое оборудование, здания). Тип фундаментов определить на основании проектно-изыскательских работ. Металлоконструкции должны быть защищены от коррозии антикоррозионным покрытием выполненным методом горячей оцинковки.

6.19. 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 новой ячейки, 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 6 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.

7.2. РЗА проектируемого силового трансформатора используется существующая.

7.3. Вновь устанавливаемые МП устройства РЗА запитать от существующего АУОТ.

7.4. Основные и резервные защиты трансформаторов подключить к разным вторичным обмоткам выносных трансформаторов тока 110 кВ.

7.5. Выполнить расчет токов КЗ и выбор уставок МП 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. Произвести проверку (выбор) автоматических выключателей в цепях оперативного тока на селективность.

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

7.8. Автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой выполнить с применением МП терминала. Проектом определить параметры срабатывания устройств РПН.

7.9. Выполнить привязку вновь установленного оборудования и МП терминалов к существующим устройствам релейной защиты, автоматики, сигнализации и коммутационным аппаратам. Установить необходимое оборудование адаптации.

7.10. На базе цифровых блоков релейной защиты выполнить удаленный доступ от автоматизированных рабочих мест (АРМ ЦУС), сбор, архивирование и отображение информации с блоков РЗА, задачи регистрации аварийных процессов, изменения уставок.

7.11. Предусмотреть прокладку новых экранированных с негорючей изоляцией кабелей РЗА, вторичных цепей, при необходимости выполнить замену кабельных каналов. Исключить прокладку кабелей вторичной коммутации совместно с силовыми кабелями. Провести расчет кабельной продукции, необходимой для создания подсистем РЗА, ТМ и связи.

7.12. В объеме раздела РЗА предусмотреть:

- принципиальные и монтажные схемы;
- заказные спецификации устройств РЗА, предусмотреть в заказных спецификациях оборудование и сопутствующую технику для организации АРМ диспетчера (при необходимости);
- локальные сметы по разделу РЗА;
- кабельные журналы, план раскладки кабелей.



7.13. Проектом предусмотреть подключение цепей ТС, ТИ, ТУ реконструируемого оборудования к существующему комплексу ТМ.

## **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. Раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2 и в прилегающей электрической сети 6 кВ». При необходимости определить перечень мероприятий по ограничению токов короткого замыкания. Провести выбор устанавливаемого оборудования, проверку существующего оборудования на соответствие его токам КЗ с определением необходимости его замены при недостаточной отключающей способности.

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

8.4. Предусмотреть освещение в ОПУ и ЗРУ 6 кВ, камерах силовых трансформаторов.

8.5. Предусмотреть охранно-пожарную сигнализацию.

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

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

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

8.9. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

8.10. Проектом предусмотреть разработку ПОС.

8.11. Проектом определить необходимость реконструкции смежных объектов для обеспечения дальнего резервирования при КЗ на стороне НН силовых трансформаторов при отказе в отключении отделителя 110 кВ или потере оперативного тока на реконструируемой ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2.

8.12. 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.

8.13. Все технические решения реконструкции 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.**

Заместитель директора по  
капитальному строительству филиала  
ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

**В. Н. Шатских**

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

**А. А. Бурков**