


**«УТВЕРЖДАЮ»**  
**И.о. заместителя Генерального**  
**директора по инвестициям**  
**и управлению ресурсами**  
**АО «ДРСК»**  
  
**С.А. Коржов**

«12» 05 2017 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
на разработку рабочей документации  
**Реконструкция ПС 35 кВ «Промышленная»**

**1. Основание для проектирования.**

1.1. Инвестиционная программа АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские ЭС» на 2017 год;

1.2. Технические требования на разработку рабочей документации на реконструкцию ПС 35 кВ «Промышленная».

**2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной и рабочей документации.**

2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г.).

2.2. ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

2.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г.

2.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания).

2.5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

2.6. СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации.

2.7. Техническая политика ОАО «РАО ЭС Востока» на период до 2020 года.

2.8. Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (введено в действие Приказом ОАО «ДРСК» № 13 от 21.01.2015 г. «О присоединении ОАО «ДРСК» к Технической политике ОАО «РАО ЭС Востока» в области оснащения объектов энергетики инженерно-техническими средствами охраны).

2.9. Соглашение о техническом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 1 февраля 2011 г. № СДУ-В-1/2011-140.

2.10. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации». Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 № 177;

2.11. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия созда-

ния объекта. Нормы и требования», утверждено приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102;

2.12. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277;

2.13. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

2.14. 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».

2.15. Другая действующая на момент разработки проектной документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

### **3. Основные характеристики проектируемого объекта.**

#### **3.1. ПС 35/10 кВ «Промышленная»**

*Таблица №1. Основные характеристики проектируемого объекта*

<b>Показатель</b>	<b>Значение</b>
Номинальное напряжение	35/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-35 – открытое РУ-10 – закрытое
Тип и схемы каждого РУ	РУ-35 кВ – открытое, № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» РУ-10 кВ – закрытое, № 10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	35 кВ – 4 линии, 10 кВ – 22 линии
Оперативный ток	Постоянный
Оперативная блокировка	Электромагнитная
Количество и мощность силовых трансформаторов	Т1: 1 x 16 МВА Т2: 1 x 10 МВА (необходимость замены определить при проектировании)
Вид обслуживания	Персонал ОВБ
Тип выключателей РУ-35	элегазовые
Тип выключателей РУ-10	вакуумные
Возможность расширения	РУ-35 кВ – да РУ-10 кВ – да

#### **4. Вид строительства и этапы разработки рабочей документации:**

4.1. Вид строительства – реконструкция ПС 35 кВ Промышленная с полной заменой оборудования РУ-35 кВ в пределах действующей ПС без ограничения потребителей.

4.2. Этапы разработки рабочей документации:

*1-й этап:*

4.2.1. - Обследование существующей подстанции, в том числе здания ОПУ, ЗРУ 10 кВ;

- Проведение необходимых инженерных изысканий;
- Разработка и согласование с Заказчиком основных технических решений (ОТР).

*Срок исполнения: в течении трех месяцев с момента заключения договора.*

*2-й этап:*

4.2.2. - Разработка рабочей документации, обеспечивающей реализацию принятых в проектной документации технических решений.

**5. В составе ОТР обосновать и выполнить:**

5.1. Главную электрическую схему подстанции с пояснительной запиской;

5.2. Принципиальные конструктивные и компоновочные решения по оборудованию;

5.3. Принципиальные решения по устройствам РЗА, управления и противоаварийной автоматике, СДТУ и АИИСКУЭ с указанием мест их размещения;

5.4. Основные архитектурно-строительные решения.

**6. В составе рабочей документации обосновать и выполнить:**

6.1. Пояснительную записку;

6.2. Генеральный план подстанции с нанесением существующего и вновь устанавливаемого оборудования;

6.3. Технические решения по электротехническому оборудованию выполнить в соответствии п. 1 технических требований на разработку проектной и рабочей документации на Реконструкцию ПС 35 кВ «Промышленная» (Приложение 1);

6.4. Конструктивные решения по РУ 35 кВ на основании типа и марки выбранного электротехнического оборудования;

6.5. Формирование оперативных цепей, цепей управления, защит, телемеханики, цепей освещения, обогрева, силовых цепей для оборудования РУ 35 кВ, с привязкой к панелям защит, управления, собственных нужд, постоянного тока, расположенных в помещении ОПУ

6.6. Реконструкцию системы маслоулавливания (маслоприемники, маслоотводы и маслосборники);

6.7. Оснащение объекта пожарно-охранной сигнализацией и инженерно-техническими средствами охраны с устройством видеонаблюдения и выводом на ДПС «ЦЭС».

6.8. Архитектурно-строительные решения по реконструкции здания ОПУ, ЗРУ 10 кВ, а также ограждения территории подстанции.

6.9. Общие технические требования к устройствам собственных нужд (СН) и постоянного тока (ПТ) выполнить отдельным томом (разделом):

- тип, количество, требуемую мощность источников СН;
- выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока;
- выполнение защиты сетей собственных нужд;
- построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,22-0,4 кВ (с использованием специализированных программ);
- построение карт селективности защитных аппаратов сети постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);

- расчет кабельной продукции, необходимой для подключения устройств РЗА, ПТ, СН.:

6.10. Технические решения к устройствам РЗА и противоаварийной автоматике выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 3 технических требований на разработку рабочей документации на Реконструкцию ПС 35/10 кВ Промышленная (Приложение 1):

- схему подстанции с размещением типов защиты и автоматики;
- схему подстанции с распределением защит по трансформаторам тока;
- схему размещения панелей РЗА присоединений 35 кВ, ЩСН, ЩПТ в ОПУ;
- схемы электрические принципиальные устройств РЗА присоединений 10-35 кВ.

- карты заказа шкафов защиты и автоматики;

Выполнить расчёт параметров срабатывания устройств РЗА, требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, значений токов КЗ.

6.11. Технические решения по организации АИИС КУЭ выполнить отдельным томом (разделом) в соответствии п. 4 технических требований на разработку рабочей документации на Реконструкцию ПС 35/10 кВ Промышленная (Приложение 1).

В раздел по организации АИИС КУЭ включить следующие документы:

Общие данные:

- Схема объёмов (направления) учета электроэнергии;
- Схема структурная АИИС КУЭ;
- Схема расположения оборудования с привязкой к однолинейной схеме;
- Кабельный журнал;
- Схема подключения приборов учета (вторичных цепей, интерфейсных цепей).
- Схема электрическая принципиальная системы АИИС КУЭ;
- Спецификация оборудования;
- Сметный расчет на организацию учета.

В пояснительной записке выполнить:

- Расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п.1.5.17 ПУЭ-6 и ПУЭ-7);.

- Проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п.1.5.19 ПУЭ-6 и ПУЭ-7).

6.12. Технические решения к организации СДТУ и телемеханики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 5 технических требований на разработку рабочей документации на Реконструкцию ПС 35/10 кВ Промышленная.

6.13. Провести расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных, возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, характеризующихся максимальной токовой нагрузкой на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию.

## **7. Требования к Участнику:**

7.1. Необходимо предоставить копию СРО, оформленное в соответствии с дей-

ствующим законодательством, о допуске к следующим видам работ (согласно Приказа Минрегиона РФ от. 30.12.2009 г. №624 «Об утверждении Перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства»), в том числе:

### **I. Виды работ по инженерным изысканиям**

*1. Работы в составе инженерно-геодезических изысканий*

*1.3. Создание и обновление инженерно-топографических планов в масштабах 1:200 - 1:5000, в том числе в цифровой форме, съемка подземных коммуникаций и сооружений.*

*2. Работы в составе инженерно-геологических изысканий*

*2.2. Проходка горных выработок с их опробованием, лабораторные исследования физико-механических свойств грунтов и химических свойств проб подземных вод.*

### **II. Виды работ по подготовке проектной документации**

*1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:*

*1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка;*

*5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:*

*5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений.*

*9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды.*

*10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.*

7.2 Для выполнения изыскательских работ по договору Участник имеет право привлекать иных лиц (субподрядчиков). В случае привлечения субподрядной организации необходимо предоставить документы, подтверждающие право осуществлять функции Генерального подрядчика (наличие в свидетельстве СРО)

*п.13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком).*

7.3. Участник не вправе заключать с субподрядчиками договоры, общая стоимость которых будет превышать 50 процентов от цены настоящего Договора.

7.4. В составе заявки Участник предоставляет сметный расчет в объеме соответствующем, расчету плановой стоимости Заказчика. Сметная стоимость определяется на основании методических указания по определению сметной стоимости строительства (Приложение 3 к Техническому заданию).

## **8. Требования к сметным расчетам.**

8.1. Сметная стоимость определяется на основании методических указания по определению сметной стоимости строительства, (Методика определения сметной стоимости, приложение 3).

8.1.1. «Порядок определения стоимости проектных работ»

8.1.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий»

8.2. Сметную документацию согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного ме-



тогда:

8.2.1. В базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен с использованием территориальных единичных расценок для Амурской области (ТЕР-2001), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ.

8.2.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС (Региональный центр по ценообразованию в строительстве министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Амурской области).

8.2.3. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой).

8.3. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ. Общие методические положения по составлению сметной документации и определению сметной стоимости строительства указаны в МДС 81-35.2004.

8.4. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

8.5. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате программы «WIN RIK» или «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика, с набором функций, не уступающих указанному ПО и схожим с ним интерфейсом.

8.6. Сметные расчеты выполнить с учетом требований «Протокола согласования нормативов для расчетов сметной документации» (Приложение 2 к Техническому заданию).

## **9. Прочие условия:**

9.1. Выполнить комплекс инженерных изысканий, в т.ч. сбор исходных данных в объеме, необходимом для реконструкции объекта.

9.2. Реконструкция ведется в условиях жилой застройки и действующих ЛЭП, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением и т.п.

9.3. В проекте организации строительства разработать технические решения, последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции объекта.

9.4. Для выполнения изыскательских работ по договору Подрядчик имеет право привлекать иных лиц (субподрядчиков).

В случае привлечения субподрядной организации необходимо

- Согласовать с Заказчиком субподрядчика, условия договора субподряда, устанавливающие сроки выполнения работ субподрядчиком, а также порядок расчетов Подрядчика с субподрядчиком;

- Письменно предоставить перечень субподрядных организаций с указанием полных юридических и фактических адресов, привлекаемых на выполнение работ, подтвердить право ведения этих работ заверенными копиями СРО субподрядных организаций.

9.5. Заказчик вправе потребовать от Подрядчика замены субподрядчиков с мо-

тивированным обоснованием такого требования, но независимо от этого полную ответственность перед Заказчиком за сроки и качество выполняемых субподрядчиками работ, а также иную ответственность за действия субподрядчиков, как и за свои собственные действия по исполнению договора подряда несет Подрядчик.

9.8. В разделах «Инженерные изыскания» и «Проект полосы отвода» картографический материал предоставить в масштабах 1:500 и 1:2000 на бумажном и электронном носителях.

9.9. Противопожарные мероприятия выполнить в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

9.10. При выполнении рабочей документации необходимо предоставить Заказчику - 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС» г. Благовещенск и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск, для рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК».

9.11. После рассмотрения и согласования АО «ДРСК», предоставить 3 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС» г. Благовещенск, 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск.

9.12. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

*Таблица №2. Форматы передаваемой документации в электронном виде*

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word и	.doc
	Adobe Acrobat	.pdf
Таблицы	MS Excel и	.xls
	Adobe Acrobat	.pdf
Базы данных	MS Excel и	.xls
	Adobe Acrobat	.pdf
Планы, графики	MS Project и	.mpp
	MS Excel	.xls
Чертежи	AutoCAD и	.dwg
	Adobe Acrobat	.pdf
Графический материал	MS Photo Editor и	.jpg
	Adobe Acrobat	.pdf
Электронный архив	WinRar	.rar *
Сметная документация	MS Excel и в формате программы «WIN RIK» («ГРАНД СМЕТА»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.	.xls
		.gsf
		.pdf

\*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

9.13. Разработанная рабочая документация является собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

9.14. Проектная организация осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований, заключений.

**10. Заказчик:** Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские ЭС».

**11. Срок выполнения рабочей документации:**

Начало проектирования – с момента заключения договора.

Окончание – 31 декабря 2017 года

- Приложение: 1. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию ПС 35 кВ Промышленная на 6 л. в 1 экз.  
2. Протокол согласования нормативов для расчета сметной документации на 4 л. в 1 экз.  
3. Методика определения сметной стоимости на 69 л. в 1 экз.

Начальник департамента  
капитального строительства и инвестиций

Ю.Е. Осинцев

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера по эксплуатации  
и ремонту - начальник департамента

М.Н. Голота

Заместитель главного инженера по оперативно-  
технологическому управлению  
-начальник департамента

Ю.Б. Кантовский

Начальник департамента перспективного  
развития и технологического присоединения

П.Г. Чеховский

Начальник департамента транспорта  
и учета электроэнергии

С.В. Коротков

От филиала «Амурские ЭС»:

Заместитель директора - главный инженер

А.А. Воробьев

Заместитель директора  
по развитию и инвестициям

А.А. Майоров



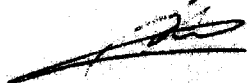
**Лист согласования  
технического задания на разработку рабочей документации  
по объекту «Реконструкция ПС 35 кВ «Промышленная»**

**Начальник ПТС**



**Д.В. Матющенко**

**Начальник службы УиККЭ**



**В.Ю. Руденко**

**Начальник службы СДТУ**



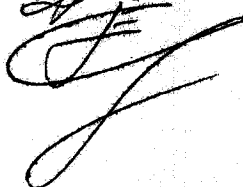
**П.А. Величков**

**Начальник сектора РЗиА**

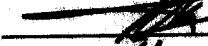


**В.А. Макаревич**

**Главный инженер СП «ЦЭС»**



**Е.В. Соловьев**

**УТВЕРЖДАЮ**  
**И.о. заместителя Генерального директора**  
**по техническим вопросам –**  
**главного инженера АО «ДРСК»**  
 **Ю.Б. Кантовский**  
« 11 » 08 2017 года

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**  
**на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию**  
**ПС 35 кВ Промышленная**

**1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС**

1.1. Выполнить реконструкцию РУ-35 кВ с формированием дополнительной линейной ячейки, ОПУ с полной заменой оборудования. Необходимость замены силовых трансформаторов определить проектом в соответствии с п. 1.7 технических требований.

1.2. Схему электрических соединений для ОРУ-35 кВ принять: №35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» без ячеек ТН 35 кВ.

1.3. Компоновку оборудования РУ - 35 кВ выполнить с применением блоков КТПБ 35 кВ высокой заводской готовности с привязкой к существующей схеме заходов ВЛ-35 кВ и проектируемой дополнительной линии 35 кВ Промышленная - Коммунальная.

1.4. Способ исполнения ошиновки РУ - 35 кВ определить проектом на основании технико-экономического сравнения вариантов:

- гибкая ошиновка, выполненная с применением существующих ячейковых порталов;

- жёсткая ошиновка заводского изготовления, поставляемая в комплекте с блоками КТПБ 35 кВ.

Возможность использования существующих порталов 35 кВ определить по результатам их обследования на предмет соответствия технического состояния требованиям НТД.

1.5. Фундаменты для установки блоков РУ-35 кВ применить поверхностные, лежневые заводского исполнения.

1.6. Предусмотреть замену контрольных и силовых кабелей. Прокладку силовых и контрольных кабелей по территории реконструируемой подстанции выполнить в поверхностных железобетонных лотках.

1.7. Необходимость замены силовых трансформаторов определить по фактической загрузке трансформаторов с учетом перспективного роста нагрузок (включая мощность предусмотренную обязательствами на технологическое присоединение, в т. ч. не учтенную в контрольном дне замеров).

1.8. Реконструкцию системы маслоулавливания, (маслоприемники, маслосборник, маслоотводы), выполнить применительно к габаритам выбранных силовых трансформаторов. Тип, марку фундаментов под силовые трансформаторы определить проектом.

1.9. Предусмотреть замену щита собственных нужд в помещении ОПУ. Проектируемый щит выполнить с наличием АВР.

1.10. Предусмотреть замену существующих ячеек СН внутренней установки, на отдельностоящие ячейки наружной установки. Подключение трансформаторов СН предусмотреть от выделенных линейных ячеек 10 кВ.

1.11. Оперативный ток принять постоянный. Предусмотреть установку комплектной системы оперативного постоянного тока в составе:

- зарядно-выпрямительное устройство блочно-модульного исполнения;
- встраиваемая герметизированная необслуживаемая АКБ с заявленным сроком эксплуатации не менее 12 лет;
- система распределения;
- блок аварийного освещения (БАО);
- устройство осуществления пофидерного контроля изоляции.

Установку комплектной системы оперативного постоянного тока предусмотреть в помещении ОПУ.

1.12. Оперативную блокировку на ПС принять электромагнитную (ОРУ 35 кВ), рассмотреть возможность установки электромагнитной блокировки на оборудовании 10 кВ (ввода 10 кВ, СВ-10 кВ, ТН-10 кВ).

1.13. Расчет и проектирование заземляющего устройства, молниезащиты ПС и защиты от грозовых и внутренних перенапряжений выполнить с учетом возможности использования существующих элементов, определяемой на основании предпроектного обследования ПС.

1.14. На основании предпроектного обследования единого здания ОПУ, ЗРУ 10 кВ, предусмотреть реконструкцию существующего здания. Строительные решения выполнить отдельным томом проекта. Конструкцию кровли, полов, наружных и внутренних дверей (ворот), фундаментов, кабельных каналов предварительно согласовать с заказчиком.

1.15. Отопление помещений реконструируемого здания выполнить с применением энергосберегающих технологий. Предусмотреть автоматическое поддержание микроклимата в помещении ОПУ, комнате связи.

1.16. Внутреннее и наружное освещение выполнить с применением энергосберегающих технологий.

1.17. Исполнение пожарно-охранной сигнализации и инженерно-технических средств охраны ПС с устройством видеонаблюдения и выводом на ДП Белогорского РЭС СП «ЦЭС» определить проектом, согласовать с Заказчиком.

## **2. Основное силовое электрооборудование**

2.1. Силовые трансформаторы принять двухобмоточные с естественной циркуляцией масла, принудительной циркуляцией воздуха и регулированием напряжения под нагрузкой. Мощность определить проектом в соответствии с п. 1.7.

2.2. Трансформаторы СН, принять масляные, герметичного исполнения. Мощность определить проектом.

2.3. Выключатели 35 кВ, устанавливаемые в составе блоков КТПБ, принять элегазовые, бакового типа со встроенными трансформаторами тока.

2.4. Разъединители 35 кВ принять горизонтально – поворотного типа с ручным приводом.

2.5. Для защиты оборудования от грозовых перенапряжений предусмотреть установку ОПН, место установки определить проектом.

2.6. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

### **3. Оборудования РЗА.**

3.1. В качестве защиты оборудования подстанции применить устройства РЗА на микропроцессорной базе.

3.2. Микропроцессорные устройства РЗА присоединений 35 кВ установить в шкафах двухстороннего обслуживания в ОПУ.

3.3. В шкафах релейной защиты и автоматики установленных в ОПУ предусмотреть: основные защиты двухобмоточных трансформаторов, резервные защиты и автоматику вводов трансформаторов 35 кВ, автоматику регулирования напряжения трансформаторов, центральную сигнализацию, защиты и автоматику ВЛ-35 кВ, защиту и автоматику ТН-10 кВ, защиту и автоматику СВ-35 кВ, центральное устройство оперативной блокировки.

3.4. На лицевой стороне шкафов предусмотреть мнемосхему с силовыми трансформаторами, выключателями вводов 10, 35 кВ, СВ-35 кВ, СВ-10 кВ, ВЛ-35 кВ, трансформаторами напряжения 10 кВ. Шкафы оборудовать световой сигнализацией положения выключателей, цифровыми многофункциональными электроизмерительными приборами, указателями положения РПН, ключами управления.

3.5. Предусмотреть проектом установку в высоковольтных отсеках ячеек КРУ-10 кВ быстродействующей дуговой защиты с применением оптоволоконных датчиков.

3.6. В КРУ-10 кВ релейные отсеки вводов 10 кВ, СВ-10 кВ необходимо оборудовать микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

3.7. Трансформаторы тока 10 - 35 кВ применить с обмотками класса 0,5 для цепей измерения, 0,5S для цепей учёта и 10P для цепей РЗА с учетом расчета термической и динамической стойкости на ток К.З., Климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Схему включения трансформаторов тока и расчет вторичной нагрузки определить проектом.

3.8. На вводных ячейках 10 кВ типа КРУ-2-10 Э рассмотреть возможность установки трёх трансформатора тока с четырьмя вторичными обмотками 0,5/0,5S/10P/10P или предложить другую схему компоновки трансформаторов тока. Схему включения трансформаторов тока и расчет вторичной нагрузки определить проектом.

3.9. Измерительные трансформаторы напряжения принять классом точности 0,5 с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

3.10. Резервирование вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ выполнить в шкафу установленном в ОПУ. АЧР и ЧАПВ присоединений 10 кВ выполнить в составе микропроцессорных терминалов трансформаторов напряжения 10 кВ.

3.11. Тип и марки выбираемого оборудования, комплектацию и расположение шкафов в ОПУ, согласовать с заказчиком.

3.12. Для подключения микропроцессорных устройств применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях. Выбор сечения контрольного кабеля определить проектом. Выполнить проверку кабеля на не возгорание.

3.13. Произвести расчет селективности и выбор автоматических выключателей постоянного тока.

3.14. Предусмотреть проектом расчёты и при необходимости предусмотреть мероприятия обеспечению электромагнитной совместимости.

#### 4. Организация СДТУ.

4.1. Оборудование СДТУ разместить в комнате связи ПС.

4.2. Шкаф СДТУ установить с учетом двухстороннего обслуживания. Предусмотреть систему микроклимата.

4.3. Организовать основной канал связи и передачи данных ТМ по ВОЛС с помощью аппаратуры М30АЕ или аналогичной, которая будет полностью адаптирована с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга, управления. Существующий резервный GSM канал передачи данных ТМ оставить.

4.4. Размещение аппаратуры М30АЕ, ИБП выполнить в шкафах 42U. Количество каналов передачи данных и связи аппаратуры М30АЕ в указанных направлениях определить проектом и согласовать с заказчиком.

4.5. Выполнить расчет контрольных кабелей от существующих устройств телемеханики до вновь вводимого оборудования (цепи ТИТ, ТС, ТУ). При необходимости произвести замену.

4.6. Дооснастить панель телемеханики многофункциональным измерительным прибором типа КЭЯ «Знак+», произвести расчет контрольных кабелей (цепи ТИТ, ТС, ТУ).

4.7. Для резервирования электропитания аппаратуры СДТУ применить ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения типа Inelt Monolith II 3000RMLT с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов.

#### 5. Средства учета электроэнергии.

5.1. Организовать систему учета электроэнергии на трансформаторах собственных нужд по стороне 0,4 кВ. Установку счетчиков электрической энергии предусмотреть на панели 0,4 кВ ТСН.

5.2. Требуемые характеристики счетчиков электроэнергии:

- учет активно-реактивной энергии,
- класс точности 0,5S - для активной энергии, 1 - для реактивной энергии,
- номинальное напряжение 3\*220/380 В;
- номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А;
- возможность подключения резервного питания;
- фиксирование и хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более;
- диапазон температур от - 40 до +55°C;
- наличие интерфейса связи RS 485.

Марку приборов учета определить с учетом возможности интегрирования в действующую АИИС КУЭ подстанций филиала «Амурские ЭС», выполненную на базе программного обеспечения сEnergo (ИИС Энергомера), согласовать с заказчиком.

5.3. Предусмотреть трансформаторы тока классом точности 0,5S. Номинал трансформаторов тока определить в проекте и согласовать с заказчиком.

5.4. Предусмотреть возможность замены электросчётчика и(или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа ЛИМГ (кроме счетчиков непосредственного включения).

5.5. Приборы учета ТСН подключить к УСПД. Тип УСПД, его спецификацию и место расположения, определить проектом и согласовать с заказчиком.

5.6. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС», с использованием основных по ВОЛС и резервным GSM каналам передачи данных.

**Зам. директора – главный инженер филиала  
АО «ДРСК» «АЭС»**

**А.А. Воробьев**

**Согласовано:**

**Зам. главного инженера по эксплуатации и  
ремонту - начальник департамента АО «ДРСК»**

**М.Н. Голота**

**Начальник службы технической эксплуатации**

**А.В. Бичевин**

**Начальник службы РЗАИ**

**А.Ю. Смирных**

**Начальник ОУЭ**

**С.А. Тимченко**

**Начальник СПР**

**Д.А. Гриднеев**

**Начальник ЦДИАС**

**С.В. Крутько**

**Зам. начальника ЦССТДУ**

**А.В. Бородавкин**



5.4. Предусмотреть возможность замены электросчетчика и(или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа ЛИМГ (кроме счетчиков непосредственного включения).

5.5. Приборы учета ТСН подключить к УСПД. Тип УСПД, его спецификацию и место расположения, определить проектом и согласовать с заказчиком.

5.6. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС», с использованием основных по ВОЛС и резервным GSM каналам передачи данных.

Зам. директора – главный инженер филиала  
АО «ДРСК» «АЭС»



А.А. Воробьев

Согласовано:

Зам. главного инженера по эксплуатации и  
ремонт - начальник департамента АО «ДРСК»

М.Н. Голота

Начальник службы технической эксплуатации

А.В. Бичевин

Начальник службы РЗАИ

А.Ю. Смирных

Начальник ОУЭ

С.А. Тимченко

Начальник СПР

Д.А. Гриднев

Начальник ЦДИАС

С.В. Крутько

Зам. начальника ЦССТДУ

А.В. Бородавкин