Согласовано:

Первый заместитель
директора – главный
диспетчер филиала
ОАО "СО ЕЭС"
Архангельское РДУ

М.В. Паньков
подпись расшифровка подписи

<9> января 2014г.

Утверждаю:

Заместитель генерального
директора по техническим
вопросам – главный
инженер ОАО "МРСК
Северо-Запада"

А.Ю.Горохов
подпись расшифровка подписи

<21> 01 2014 г.

Техническое задание на разработку
проектной и рабочей документации
на строительство ПС 110/10 кВ «Центральная»
с заходами КЛ 110 кВ и заходами КЛ 10 кВ в г. Архангельске.

1. Основание для проектирования.

1.1. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Архангельской области на 2013-2017 гг. утверждённая распоряжением №121-р от 30.04.2013 Министерства энергетики и связи Архангельской области.

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

- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 569447007-29.240.10.028-2009;
- Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ. СО 153-34.20.121-2006;
- СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012г. № 442;
- Типовая инструкция по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;
- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ № 277 от 30.06.2003;
- «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008;
- РД 34.35.120-90 «Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35-1150 кВ»;

- «Рекомендации по применению основных структурных схем и требования к организации АСУ ТП подстанций 110 -750 кВ с учетом функциональной достаточности и надежности», утвержденные распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» №293р от 31.05.2010г;

- ГОСТ Р 54835-2011/IEC/TR 61850-1:2003 «Сети и системы связи на подстанциях. Часть 1. Введение и обзор»;

- ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005 «Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования»;

- СТО 56947007-29.240.034-2009 «Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями»;

- 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»;

- «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утвержденное Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008;

- ГОСТ Р 21.1101-2009 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;

- Градостроительный кодекс РФ;

- Земельный кодекс РФ;

- иные действующие законодательные и нормативно-технические документы по усмотрению Заказчика.

2. Вид строительства и этапы разработки проекта.

2.1. Новое строительство:

2.1.1 ПС 110/10 кВ «Центральная»;

2.1.2 КЛ 110 кВ от ПС № 14 и КЛ 110 кВ от ПС «Привокзальная» до ПС «Центральная»;

2.2 Мероприятия по переключению существующих распределительных сетей:

2.2.1 врезка в КЛ-10 кВ РП № 21 – РП №20 и перезавод КЛ-10 кВ с РП №21 и РП № 20 на ПС «Центральная»;

2.2.2 прокладка кабельной линии 10 кВ от ПС «Центральная» до РП «Граунд».

2.3 Реконструкция:

- ПС № 14 и ПС «Привокзальная»;
- ВЛ 110 кВ «Двина — 1, 2»
- необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ «14 — 1, 2» определяется проектом.

I этап - проведение инженерно-геологических изысканий, обоснование и согласование с филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» и ОАО «МРСК Северо-Запада» принципиальных решений по реконструируемому объекту, разработка проектной документации, определение сметной стоимости реконструкции по укрупненным расценкам, формирование опросных листов и заказных спецификаций для закупки основного оборудования, согласование с филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» проектной документации.

II этап - После заключения договоров на закупку основного оборудования разработка и согласование с филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» и ОАО «МРСК Северо-Запада» рабочей и сметной документации. Государственная

экспертиза проектной, сметной документации и материалов изысканий.

3. Основные характеристики сооружаемых и реконструируемых объектов.

3.1. Для подстанции «Центральная»:

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	Подстанция закрытого типа
Тип схемы каждого РУ	1. Схему ЗРУ-110 кВ определить проектом с учетом аварийных и ремонтных режимов. 2. Комплектное ЗРУ-10 кВ, выполненное по схеме «две, секционированные выключателями, системы шин. Количество ячеек определить проектом (не менее 10 шт. на каждой секции шин).
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	1. К ЗРУ-110 кВ подключается две линии. 2. Количество линий, подключаемых к ЗРУ-10 кВ, определить проектом.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	1. ЗРУ-110 кВ – не требуется. 2. ЗРУ-10 кВ – определить проектом.
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	Два трансформатора по 40 МВА, с учётом возможности установки 2х63 МВА.
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности определить проектом.
Район по количеству грозовых часов в году	Определить проектом.
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом.
Вид обслуживания	ОВБ
Возможность расширения	Предусмотреть в проекте: - ЗРУ-110 кВ- не требуется - ЗРУ-10 кВ – на 2 ячейки на каждую СШ
Прочие особенности ПС, включая: - требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту; - требования к охране объекта; - и т.д. (с уточнением в проекте).	1. Запроектировать современное высоконадёжное оборудование с максимальной автоматизацией в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК-61850 и повышенной безопасностью обслуживания. 2. В ЗРУ-110 кВ применить элегазовые выключатели с пружинным приводом (или КРУЭ). 3. Предусмотреть использование РУ-10 кВ существующего РП-30 в качестве ЗРУ-10 кВ с проведением необходимой реконструкции, и с учётом нахождения РП-30 на участке выделенного под строительство ПС «Центральная». 4. Предусмотреть в проекте применение оцинкованных металлоконструкций.

	5. В РУ-10 кВ предусмотреть установку 2-х комплектов устройств АЧР. 6. Предусмотреть систему охранной сигнализации, пожарной сигнализации, и видеонаблюдение за периметром, территорией и положением коммутационных аппаратов. 7. Предусмотреть технический и коммерческий учёт электрической энергии, удовлетворяющий требованиям нормативно – правовых актов РФ, в том числе требованиям «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012г. № 442, Типовой инструкции по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), ПУЭ, ПТЭЭП. 8. Применить электромагнитные замки на входных дверях помещений. 9. Требования к системе освещения – предусмотреть систему рабочего и аварийного освещения. 10. Управление оборудованием РУ-110 кВ и трансформаторами предусмотреть со щита управления подстанции, а управление выключателями 10 кВ с лицевой панели шкафов КРУ. Все функции управления дублировать с удалённого пункта оперативного управления (ПОУ). Расположение удалённого ПОУ предусмотреть в диспетчерском пункте ПО АЭС, а в отношении ЗРУ -10 кВ дополнительно в ОДГ АРЭС ПО «АЭС»» На подстанции предусмотреть организацию АРМ оперативного персонала с использованием портативного компьютера. 11. Применить многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии учета в двух направлениях активной и реактивной энергии с функциями 30-минутного профиля нагрузки класса точности не хуже 0,5S 12. Применить постоянный оперативный ток 220 В с необслуживаемой АБ. Срок службы АБ – не менее 12-15 лет. 13. Предусмотреть - трансформаторы тока 110 кВ элегазовые; 14. ТСН 10/0,4 кВ сухие в защитном кожухе, количество и мощность определить проектом;

3.2. Для кабельных линий (КЛ) от существующих ПС №2 и ПС №14 до проектируемой ПС «Центральная»:

Показатель	Значение
Передаваемая мощность	Определить проектом.
Количество цепей	1
Номинальное напряжение	110 кВ
Длина трассы	Определить при проведении изыскательских работ. Ориентировочная длина составляет: ПС № 14 – ПС «Центральная» – 2,3 км. ПС «Привокзальная» – ПС «Центральная» – 3,6 км.
Район по количеству грозовых часов в году	Определить проектом.
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом.
Район по ветру	Определить проектом.
Район по гололеду	Определить проектом.
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определить проектом.
Число часов использования максимума нагрузки	Определить проектом.
Прочие особенности КЛ	Предусмотреть кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Марку и сечение кабелей определить проектом с учётом ремонтных режимов. Вдоль КЛ выполнить прокладку ВОК емкостью не менее четырех ОВ.

3.3. Для подстанции № 14 (реконструкция РУ-110 кВ):

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	110/10/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-110 кВ – закрытое
Тип схемы РУ	1. Схему ЗРУ-110 кВ принять: два блока с двумя трансформаторами и четырьмя выключателями. Окончательный вариант схемы определить проектом с учётом резервирования электроснабжения потребителей, аварийных и ремонтных режимов.
Количество линий, подключаемых к подстанции	1. К ЗРУ-110 кВ подключаются три линии.
Количество резервных ячеек	Резервные ячейки не предусматривать.
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	Два трансформатора по 40 МВА – существующие.
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Необходимость определить проектом.
Район по количеству грозовых часов в году	Определить проектом.
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом.

Вид обслуживания	Постоянный дежурный персонал.
Возможность расширения	Предусмотреть расширение существующего ЗРУ-110 кВ на одну линейную ячейку.
Прочие особенности ПС, включая: - требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту; - требования к охране объекта; - и т.д. (с уточнением в проекте).	1. Запроектировать современное высоконадёжное оборудование с максимальной автоматизацией и повышенной безопасностью обслуживания. 2. В ЗРУ-110 кВ применить элегазовые выключатели с пружинным приводом (или КРУЭ). 3. Предусмотреть в проекте применение оцинкованных металлоконструкций. 4. Предусмотреть реконструкцию систем РЗА с переводом на систему оперативного постоянного тока, установку быстродействующих защит с абсолютной селективностью (ДЗЛ) ВЛ-110 кВ; телемеханики и связи.

3.4. Для подстанции «Привокзальная» (реконструкция РУ-110 кВ):

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-110 кВ – открытое
Тип схемы РУ	1. Схему ОРУ-110 кВ принять: два блока с тремя трансформаторами и пятью выключателями. Окончательный вариант схемы определить проектом с учётом резервирования электроснабжения потребителей, аварийных и ремонтных режимов при условии, что ПС №2 является трёхтрансформаторной.
Количество линий, подключаемых к подстанции	1. К ОРУ-110 кВ подключаются три линии.
Количество резервных ячеек	Резервные ячейки не предусматривать.
Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов	Три трансформатора по 25 МВА – существующие.
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Не предусматривать (существующая).
Район по количеству грозовых часов в году	Определить проектом.
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом.
Вид обслуживания	Постоянный дежурный персонал.
Возможность расширения	Предусмотреть расширение существующего РУ-110 кВ на одну линейную ячейку.
Прочие особенности ПС, включая: - требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту; - требования к охране объекта; - и т.д. (с уточнением в проекте).	1. Запроектировать современное высоконадёжное оборудование с максимальной автоматизацией и повышенной безопасностью обслуживания. 2. В ОРУ-110 кВ применить элегазовые выключатели с пружинным приводом (или

	PASS). 3. Предусмотреть в проекте применение оцинкованных металлоконструкций. 4. Предусмотреть реконструкцию систем РЗА ВЛ-110 и трансформаторов, при необходимости внести корректировки в устройства релейной защиты ВЛ-110 кВ «Двина-1,2», в устройства противоаварийной автоматики объектов прилегающей сети, телемеханики и связи.

3.5. Мероприятия по распределительным сетям.

3.5.1. Прокладка КЛ 10 кВ от ПС «Центральная» до места врезки в КЛ-10 кВ РП №20 - РП № 21 для переключения РП № 21 с ПС № 14 на ПС «Центральная».

Показатель	Значение
Передаваемая мощность	Определить проектом.
Количество цепей	1
Количество кабелей	Две КЛ на РП№20(на 1 или 2 СШ) Две КЛ на РП№21(на 1 или 2 СШ)
Номинальное напряжение	10 кВ
Длина трассы	Определить при проведении изыскательских работ. Ориентировочная длина составляет: ПС «Центральная» - место врезки – 250 м.
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определить проектом.
Число часов использования максимума нагрузки	Определить проектом.
Прочие особенности КЛ.	Предусмотреть кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Марку кабелей и сечение определить проектом.

3.5.2. Прокладка КЛ 10 кВ от РУ-10 кВ ПС «Центральная» до РП «Граунд».

Показатель	Значение
Передаваемая мощность	Определить проектом.
Количество цепей	1
Количество кабелей	Два на одну СШ
Номинальное напряжение	10 кВ
Длина трассы	Определить при проведении изыскательских работ. Ориентировочная длина составляет: ПС «Центральная» - РП «Граунд» - 1,5 км.
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определить проектом.
Число часов использования максимума нагрузки	Определить проектом.
Прочие особенности КЛ	1. Предусмотреть кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена Марку и сечение кабелей определить проектом с учётом ремонтных режимов. 2. Для возможности подключения проектируемой КЛ-10 кВ с ПС «Центральная» и существующей с ПС №2 в вводных ячейках

	РУ-10 кВ РП «Граунд» смонтировать вакуумные выключатели с номинальным током 1000 А. 3. При прокладке КЛ 10 кВ от РУ-10 кВ ПС «Центральная» до РП «Граунд» предусмотреть дополнительную прокладку оптоволоконного кабеля к количеством волокон не менее 4.

4. В составе проекта обосновать и выполнить.

4.1. На первом этапе:

4.1.1 Выполнить предварительные расчеты и сопоставление 3-х различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений (конструктивных и компоновочных) нового строительства с расчетом различных режимов работы сети (нормальных, послеаварийных, ремонтных) с расчетом устойчивости работы сети 110 кВ в районе сооружения объекта на год его ввода (проведение реконструкции, технического перевооружения) и на перспективу 5-10 лет с учетом динамики изменения электрических нагрузок энергорайона: режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня, режим летних максимальных нагрузок рабочего дня:

- Подключение проектируемой подстанции взаимно резервируемыми кабельными линиями 110 кВ от ЗРУ-110 кВ ПС № 14
- Подключение проектируемой подстанции взаимно резервируемыми кабельными линиями 110 кВ от ОРУ-110 кВ ПС № 2 «Привокзальная»
- Подключение проектируемой подстанции взаимно резервируемыми кабельными линиями 110 кВ с одной стороны от ЗРУ-110 кВ ПС № 14 («Центральная -1»), с другой стороны от ОРУ-110 ПС «Привокзальная» («Центральная - 2») (основной вариант).

4.1.2 Проверить на пропускную способность существующие ВЛ 110 кВ «Двина - 1, 2» и «14 - 1, 2», при необходимости предусмотреть реконструкцию данных ВЛ. При проектировании учесть требования проектной документации шифр 2427 «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ №1 с заменой трансформаторов мощностью 25 МВА на 40 МВА» выполненной ООО «ВСЭП» предусматривающий замену провода на головных участках ВЛ-110 кВ «Двина-1,2». Рассмотреть вариант подключения ПС №2 к ВЛ-110 кВ «Жаровиха-1,2» со строительством нового РП-110 кВ.

4.1.3 Получить все необходимые ТУ у операторов связи, собственников коммуникаций и помещений, Архангельского РДУ на размещение оборудования и организацию каналов связи и передачи данных. Предусмотреть удалённый пункт оперативного управления подстанцией на ПО «АЭС», состав и функции автоматизированных рабочих мест (АРМ) с учетом интеграции с существующими информационными системами.

4.1.4 Подготовить, согласовать, утвердить зарегистрировать акты выбора земельных участков для строительства объектов в установленном порядке. Оформить все обязательные документы по выбору земельных участков, межевому плану, землеустроительному проекту. Представить выходные документы по межевому плану и землеустроительному проекту в количестве – 5 комплектов.

4.1.5 Выполнить изыскания, сопоставление *(при необходимости)* различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства.

4.1.6 Определить предварительную стоимость объекта по каждому из трех вариантов. После этого предоставить проектные материалы в филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» и МРСК Северо-Запада для выбора окончательного варианта и принятия решения.

4.1.7 На основе выполненных предварительных расчетов определить:

Для ПС (Центральная, ПС-14, ПС-2):

- принципиальную электрическую схему подстанции;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения, выполнить разработку генерального плана (технические решения по расстановке оборудования представить в 3D формате);
- необходимость и возможность расширения подстанции в перспективе;
- технические требования к основному оборудованию (трансформаторы, выключатели, разъединители, ТТ, ТН); трансформаторы на ПС «Центральная» принять с расщеплённой обмоткой;
- решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в различных режимах работы, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;
- решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, АИИС УЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе;
- решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ); tg φ на напряжении 110 кВ должен поддерживаться на уровне не выше 0,5, а на напряжении 10 кВ - не выше 0,4; установки компенсации реактивной мощности должны быть оснащены автоматическими устройствами регулирования режима работы;
- схемные и технические решения (только для ПС Центральная») по ограничению токов к.з. на стороне 10 кВ и компенсации емкостных токов замыкания на «землю». Предложенные решения должны быть подтверждены расчетами;
- решения по системам собственных нужд и оперативного тока;
- решения по заземлению и молниезащите оборудования подстанции;
- решения по организации управления подстанцией Центральная из диспетчерского пункта "Архангельских электрических сетей";
- конструктивное исполнение электрической связи между ЗРУ-10 кВ, ЗРУ-110 кВ, трансформаторами (кабельные перемычки, токопроводы и т.п.);
- принципиальные решения по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) и системам РЗА, ПА, АИИС УЭ, СДТУ и связи в соответствии с ГОСТ Р МЭК-61850 с указанием мест размещения и типов аппаратуры;
- принципиальные решения по осуществлению контроля качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97 и определение потерь электроэнергии при ее передаче от точки измерения до границы балансовой принадлежности филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» и ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области
- в связи с изменением схемы электроснабжения оценить необходимость реконструкции, обосновать и дать предложения по реконструкции устройств РЗА прилегающей сети (Архангельская ТЭЦ, ПС №12 «Кузнечевская»);
- при наличии мероприятий требующих реконструкции на Архангельской ТЭЦ запланировать выполнение ТУ, которые будут выданы ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области в рамках обязательств ОАО «МРСК Северо-Запада»;
- система связи (объем передаваемых сигналов, пути передачи и т.п.) с учётом полученных после предоставления в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ

принципиальных электрических схем ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ №14, ПС 110 кВ Привокзальная, Технических условий на присоединение систем сбора и передачи информации с ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ №14, ПС 110 кВ Привокзальная филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» к автоматизированной системе Филиала ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ;

- решение по исполнению функциональной и выбору аппаратной части АИИС УЭ;

- решения по организации электропитания систем РЗА, АСУТП, АИИС УЭ;

- противопожарные и охранные мероприятия, система видеонаблюдения (для ПС «Центральная»);

- организацию контроля состояния основного коммутационного оборудования, возможность дистанционного управления (ТУ) и передачу аварийно-предупредительных сигналов с ПС 110/10 кВ «Центральная» на ДП ПО «Архангельские электрические сети» и ДП Архангельского РЭС ПО «Архангельские электрические сети»;

- план заходов КЛ 110 кВ и КЛ 10 кВ;

- место размещения объекта, размер площадки для ПС «Центральная»;

- раздел « Проект организации строительства» (ПОС);

- раздел «Организация эксплуатации»;

- строительные решения, на основе современных строительных технологий;

- дизайн и внешний вид закрытой ПС согласовать с филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» и Управлением архитектуры и градостроительства Мэрии г.Архангельска.

- раздел «Эффективность инвестиций»;

- общую пояснительную записку по всем разделам проекта;

- прочие разделы проектно-сметной документации в соответствии с требованиями НТД.

Для КЛ 110 кВ и КЛ 10 кВ:

- место прохождения трассы КЛ;

- расчет пропускной способности, тепловой устойчивости;

- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций.

- прочие разделы проектно-сметной документации в соответствии с требованиями НТД.

Для ВЛ (существующие ВЛ 110 кВ «14-1,2», «Двина - 1, 2», «Жаровиха-1,2»):

- в случае необходимости, определить объём реконструкции:

- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов и т.п.).

4.1.8 В решениях по системам РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ, связи представить:

4.1.8.1 По РЗА:

4.1.8.1.1 Расчёты изменений уставок в прилегающей сети, в том числе проверка возможности дальнего резервирования отключения КЗ на стороне 10 кВ трансформаторов в минимальном режиме (при необходимости, разработка мероприятий по ближнему резервированию).

4.1.8.1.2 Описания алгоритмов работы и структурно-функциональные схемы всех запроектированных устройств РЗА.

4.1.8.1.3 Схему распределения по трансформаторам тока и напряжения всех

подключённых к ним устройств.

4.1.8.1.4 Схемы организации цепей напряжения и оперативного тока.

4.1.8.1.5 Обосновывающие расчёты по выбору трансформаторов тока и напряжения, а также контрольных кабелей в их цепях.

4.1.8.1.6 Решения по ОМП в сети 10 кВ при междуфазных и однофазных замыканиях (при ОЗЗ определение повреждённой ЛЭП).

4.1.8.2. **По АСУ ТП:**

4.1.8.2.1 На ПС «Центральная» создать Автоматизированную систему управления технологическим процессом удовлетворяющую требованиям РД 34.35.120-90 «Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35-1150 кВ» с реализацией информационного обмена АСУТП и РЗА в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК 61850.

4.1.8.2.2 Проектом предусмотреть подключение всего объема телесигнализации и телеизмерений ПС «Центральная» в создаваемое АСУТП.

4.1.8.2.3 Протокол передачи телеинформации в АСДУ ПО «АЭС» – ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Профиль протокола и объемы передаваемой информации согласовать с ПО «АЭС».

4.1.8.2.4 Разработать решения по оперативному управлению объектами подстанции, в том числе и коммутационными аппаратами, из диспетчерского пункта производственного отделения «Архангельские ЭС».

4.1.8.2.5 Предоставить проектные решения по передаче информации от подстанции в диспетчерский пункт ПО «Архангельские ЭС», ЦУС филиала «Архэнерго». Объемы, периодичность и протоколы передачи данных предварительно согласовать с филиалом «Архэнерго».

4.1.8.2.6 Предоставить проектные решения по передаче информации с подстанций в соответствии с требованиями полученными после предоставления в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ принципиальных электрических схем ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ №14 и ПС 110 кВ Привокзальная, технических условий на присоединение систем сбора и передачи информации с ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ №14, ПС 110 кВ Привокзальная филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» к автоматизированной системе Филиала ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ.

4.1.8.2.7 Предоставить проектные решения по объемам, протоколам, направлениям передачи данных по регистрации аварийных событий (РАС). Указанную информацию предварительно согласовать с филиалом «Архэнерго».

4.1.8.2.8 Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСТУ.

4.1.8.2.9 В ходе выполнения проекта согласовать с филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» требования к измерительным системам, системам управления и регистрации:

– характеристика входных сигналов;

– характеристика выходных сигналов;

– функциональность;

– класс точности;

– интерфейсы и протоколы.

4.1.8.2.10 Представить решения по оперативному управлению коммутационными аппаратами из диспетчерского пункта.

4.1.8.2.11 Представить решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости системы АСУ ТП, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах АСУ ТП.

4.1.8.2.12 Представить решения по созданию общеподстанционного хранилища данных и организации доступа к хранилищу из вышестоящих систем управления.

4.1.8.2.13 Помимо требований прочих НТД, проектирование вести с учетом требований ГОСТ серии 34 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы». Проектирование средств АСУТП осуществлять с учетом и взаимным согласованием основных технических решений, принимаемых при проектировании на ПС основного контролируемого и управляемого оборудования (трансформаторов, реакторов, коммутационных аппаратов и т.д.) а также средств РЗА.

4.1.8.2.14 Минимальный объем проектной документации подсистем АСУ ТП (для первого этапа):

– Пояснительная записка с подробным описанием разработанных технических решений (схемы синхронизации времени, организации информационного обмена всех уровнях, методов защиты информации, метрологического обеспечения).

– Схема структурная комплекса технических средств.

– Схема автоматизации (на основе однолинейной схемы ПС).

– Схема распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем.

– План расположения оборудования и прохождения кабельных трасс.

– Таблицы сигналов (ТИ, ТИИ, ТС, ТУ) для передачи в филиал ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ (согласованные с РДУ и ОАО «МРСК Северо-Запада») и диспетчерский центр ПО «АЭС» (согласованные с ОАО «МРСК Северо-Запада»).

– Чертежи форм (видеокадров).

– Спецификации поставляемого оборудования и программного обеспечения.

– Укрупненный сметный расчет.

4.1.8.3 По созданию автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ):

4.1.8.3.1 В основе проектируемой системы АИИС КУЭ должны быть заложены следующие основные положения:

– исходной информацией для системы служат данные, получаемые от счётчиков электроэнергии;

– система должна охватывать все точки расчётно-технического учёта активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте (ввода трансформаторов, СВ, отходящие линии, присоединениях собственных и хоз.нужд.)

– сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и мощности должна осуществляться с помощью метрологически аттестованного, защищённого от несанкционированного доступа и сертифицированного для коммерческих расчётов устройства сбора и передачи данных (УСПД)

4.1.8.3.2. Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ.

Средства измерений, применяемые в системе учета, должны входить в перечень средств измерений, внесенных в Государственный реестр и допущенных к применению в Российской Федерации, соответствовать требованиям Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации,

должны соответствовать требованиям НТД (постановления Правительства Российской Федерации № 442 от 04 мая 2012 г., правилам коммерческого учета электроэнергии на РРЭ).

4.1.8.3.3 Требования к классам точности измерительных приборов, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения согласовать в процессе проектирования с филиалом «Архэнерго».

4.1.8.3.4 Система АИИС КУЭ должна пройти необходимую метрологическую аттестацию.

4.1.8.3.5 Результаты измерений, информация о состоянии средств измерений из устройства сбора и передачи данных (УСПД) должны передаваться на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ в филиал «Архэнерго».

4.1.8.3.6 Формат и протокол передачи данных счетчиков электроэнергии должен позволять использовать их в составе уже используемого программно-технического комплекса "Альфа-Центр".

4.1.8.3.7 Контроль качества электроэнергии осуществлять в соответствии с ГОСТ 13109-97. Точки контроля согласовать в процессе проектирования с филиалом «Архэнерго».

4.1.8.3.8 В случае наличия на подстанции точек разграничения балансовой принадлежности с субъектами оптового рынка электроэнергии в сводном сметном расчете предусмотреть затраты на внесение МВИ в Федеральный реестр МВИ; проведение испытаний с целью утверждения единичного типа средств измерений (при модернизации: проведение испытаний с целью утверждения единичного типа средств измерений в части реконструируемых и новых (вводимых) каналов измерения) и внесение АИИС КУЭ в Федеральный реестр средств измерений.

4.1.8.4. По созданию систем связи (отдельным томом):

4.1.8.4.1 Предусмотреть проектом организацию необходимых для проектируемой АСУ ТП каналов связи с:

- Производственным отделением «Архангельские электрические сети» (основной и резервный канал);
- Архангельским РДУ (основной и резервный);
- ЦУС филиала «Архэнерго» (ул. Свободы,3) (основной и резервный канал)

4.1.8.4.2 С целью создания необходимых каналов связи с географическим разнесением основного и резервного каналов предусмотреть проектом (отдельными томами) строительство ВОЛС:

– От ПС Центральная до ул. Свободы, 3 (от ПС Центральная до ПС 14 прокладка ВОК (волоконно-оптического кабеля) вдоль КЛ, от ПС 14 до ул. Свободы,3 прокладка ВОК в городской канализации связи);

– От ПС Центральная до Кузнечихинского промузла, 4 проезд, д. 5 (от ПС Центральная до ПС Привокзальная прокладка ВОК вдоль КЛ, от ПС Привокзальная до Кузнечихинского промузла, 4 проезд, д. 5 строительства ВОЛС по ВЛ 110 кВ Двина 1,2).

4.1.8.4.3 Оборудование связи должно обеспечивать на проектируемой подстанции следующие интерфейсы:

- G.703.6 (E1);
- 10/100Base-T;
- RS232/RS485;
- FXS/FXO.

4.1.8.4.4 Выполнить согласование схемы организации связи и таблицы распределения информационных потоков системы связи с филиалом ОАО «СО

ЕЭС» Архангельское РДУ и другими заинтересованными организациями.

4.1.8.4.5 Проектные решения должны согласовываться с имеющейся системой корпоративной связи в филиале «Архэнерго».

4.1.8.4.6 Предусмотреть отказоустойчивые схемы узлов связи на строящихся и реконструируемых ПС

4.1.8.5 В разделе «Проект организации строительства» (ПОС) определить сроки выполнения строительно-монтажных работ, включая:

– предложения по выделению очередей и пусковых комплексов;

– график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

– состав компонентов АСУ ТП, вводимых на каждом этапе строительства;

– организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;

– по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС.

На основании ПОС разработать график выполнения работ в формате MS Project.

4.1.8.6 В разделе «Организация эксплуатации»:

– учесть существующее расположение ремонтных баз в регионе, определить оптимальную схему организации техобслуживания подстанции и ЛЭП;

– оптимизировать схему управления обслуживанием подстанции и ЛЭП с учетом расположения центров и линий управления, сложившихся в данном регионе;

– рассчитать: численность и квалификации эксплуатационного персонала; потребность в транспорте; состав комплектов запасных частей по основному и вспомогательному оборудованию и комплектов и контрольно-измерительной аппаратуры для технического обслуживания оборудования, с учетом возможности работы подстанции в автоматизированном режиме.

4.1.8.7 Для подстанций и ЛЭП 110 кВ:

4.1.8.8 Выполнить отдельным томом оценку воздействия КЛ (ВЛ) и ПС на окружающую среду (ОВОС).

4.1.8.9 Оформить отдельным томом инженерно-технические вопросы гражданской обороны, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

4.1.8.10 Разработать противопожарные мероприятия в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для объектов электросетевого хозяйства.

4.1.8.11 Разработать охранные мероприятия для подстанции в соответствии с требованиями норм.

4.1.8.12 В состав проекта включить материалы «Предварительное согласование места размещения объекта, включая выбор земельного участка. Межевание земельного участка. Государственный кадастровый учет земельного участка. Решение о предоставлении земельного участка для строительства. Оформление права на земельный участок для строительства».

4.1.8.13 Разработать и выдать заказные спецификации, опросные листы на покупные изделия по основному оборудованию. Определить стоимость строительства объекта по укрупненным расценкам. Выполнить в составе проектной документации отдельным томом техническую часть закупочной документации для закупки оборудования.

4.1.8.14 Материалы I этапа согласовать с филиалом ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго», ОАО «МРСК Северо-Запада» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ.

4.2. На II этапе.

Разработать рабочую документацию:

4.2.1 Комплект рабочих чертежей, обеспечивающих выполнение работ по строительству зданий и сооружений, монтажу фундаментов, конструкций, основного и вспомогательного оборудования.

4.2.2 Комплект рабочих (принципиальных и монтажных) схем, обеспечивающих выполнение монтажных и пусконаладочных работ, в том числе:

4.2.2.1 Схемы расстановки основного и вспомогательного оборудования, шкафов на ОРУ, в ОПУ и ЗРУ.

4.2.2.2 Принципиальные и монтажные схемы всех шкафов систем собственных нужд и оперативного тока, РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ, связи, пожарно-охранной сигнализации, видеонаблюдения, освещения, обогрева.

4.2.2.3 Кабельные журналы, схемы раскладки силовых и контрольных кабелей и таблицы маркировки жил контрольных кабелей.

4.2.2.4 Таблицы параметров настройки и обосновывающие расчёты по их выбору для всех терминалов РЗА и автоматических выключателей в цепях напряжения, оперативного тока и собственных нужд.

4.2.3 Минимальный объем рабочей документации по АСУТП (для второго этапа):

– Общее описание системы, включая алгоритмы блокировок управления разъединителями и заземляющими ножами, описание математического обеспечения АСУ ТП и программного обеспечение верхнего уровня.

– Электрические принципиальные схемы шкафов.

– Схема электропитания оборудования.

– Чертежи расположения оборудования и внешних проводок систем автоматизации на всех этажах объекта.

– Схемы (или таблицы) соединений и подключения внешних проводок.

– Чертежи установки технических средств на стенах и конструкциях, в ячейках, на панелях и щитах.

– Чертежи общего вида шкафов.

– Перечни элементов в шкафах.

– Метрологическое обеспечение.

– Информационное обеспечение АСУ ТП, включая таблицы: аналоговых сигналов (ТИ, ТИИ) и дискретных сигналов (ТС) с разбивкой по направлениям передачи и указанием апертур ТИ; выходных сигналов телеуправления (ТУ), сигналов от микропроцессорных устройств АСУ ТП, диагностических сигналов АСУ ТП.

– Расчет необходимой пропускной способности каналов передачи данных.

– Чертежи мнемокадров.

– Математическое обеспечение АСУ ТП, включая алгоритмы блокировок управления разъединителями и заземляющими ножами, алгоритмы самодиагностики.

– Файлы конфигурации и описания подстанции в соответствии с МЭК-61850 в формате SCL.

– Эксплуатационная документация на оборудование АСУ ТП: ведомость эксплуатационных документов, руководства пользователя, руководство по эксплуатации, инструкции для пользователей, формуляры и паспорта, методика проведения испытаний.

– Спецификация оборудования, изделий, материалов, программного обеспечения.

– Сметная документация (включая локальные сметы).

4.2.4 Сформировать опросные листы и заказные спецификации для закупки оборудования, силовых и контрольных кабелей, материалов.

4.2.5 Локальные и сводную сметы строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

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

4.2.4.2 Расчет стоимости должен быть выполнен базисно-индексным методом на основании федеральных сметных нормативов (ФЕР-2001). При составлении сметной документации необходимо учитывать положения «Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004. В главу 10 ССР включить затраты на содержание службы заказчика согласно МДС 81-35.2004 и затраты на строительный контроль (технический надзор) согласно постановлению Правительства РФ от 21.06.2010 №468.

4.2.4.3 В главу 9 ССР включить затраты по добровольному страхованию работников и имущества, в т.ч. строительных рисков в размере 1% от итогов глав 1-8, авторский надзор (в размере 0,2% от итога глав 1-9), содержание службы заказчика-застройщика (1,2 % от итога глав 1-9).

4.2.5.4 В сметную документацию включить затраты на проведение работ по межеванию, предоставлению, постановке на государственный кадастровый учет земельных участков для эксплуатации объекта после завершения строительства, переводу земель в категорию земли промышленности, по проекту рекультивации земель.

4.3 Проектную и рабочую документацию по АСУ ТП и системам связи согласовать с Филиалом ОАО "СО ЕЭС" Архангельское РДУ.

4.4 Проектную, рабочую и сметную документацию представить на согласование в филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго», ОАО «МРСК Северо-Запада». После согласования получить положительное заключение государственной вневедомственной экспертизы.

4.4 Документацию по проекту в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить заказчику в 4-х экземплярах на бумажном носителе и в 1 экз. в электронном виде на CD (с подписями), при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, Acrobat Reader, схемы РЗА в AutoCAD, а сметную документацию в формате MS Excel.

5. Особые условия.

5.1. Разработанная проектная документация является собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

5.2. Проектная организация получает все необходимые согласования и заключения с природоохранными органами, органами ГО и ЧС, Минздравсоцразвития России, ФГУ "Главгосэкспертиза России", Северо-Западным управлением Ростехнадзора по Архангельской области, филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Архангельское РДУ», при необходимости с другими заинтересованными организациями.

5.3. Реконструкция ведется в условиях действующих подстанций, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением.

5.4. Предусмотреть этапность выполнения строительно-монтажных работ указанных в п.3. Для каждого этапа выделить свой раздел в сметной документации.

5.5. В целях создания схемы выдачи мощности предусмотреть выполнение мероприятий предусмотренных проектной документацией 2428/6 «Реконструкция распределительных сетей в г. Архангельске для резервирования питающих центров. 1 этап» разработанной ООО «ВСЭП» в 2012:

5.5.1 Прокладка кабельных линий 10 кВ от РУ-10 кВ нового РП №30 до ул.К.Либкнехта (переключение фидеров «11-3» и «11-13» на новое РП №30)

5.5.2 Переключение существующего ф. «РП-1-13» на РП №30 – перевод фидера на 10 кВ с заменой трансформаторов в ТП № 73, 82, 140, 18, 135

5.5.3 Переключение существующих ф.ф. «РП-1-05» и «РП-1-27» на РП №30 – перевод фидеров на 10 кВ с заменой трансформаторов в ТП № 16, 16А, 24.

5.5.4 Переключение существующих ф.ф. «РП-1-11» и «РП-1-23» на РП №30 – перевод фидеров на 10 кВ с заменой трансформаторов в ТП № 153, 44, 43, 166, 12.

5.6 Проектную и рабочую документацию выполнять с применением программ САПР.

5.7. Все используемое оборудование АСУТП и РЗА должно быть предварительно испытано на функциональную совместимость по МЭК-61850.

6. Выделение пусковых комплексов.

Определить проектом

7. Срок выполнения проекта.

Апрель 2014 г. – декабрь 2014 г. (в соответствии с календарным графиком к договору на разработку проекта) – проведение изысканий, разработка проектной документации (включая сметную), проведение государственной экспертизы результатов изысканий, проектной и сметной документации, разработка рабочей документации

8. Проектная организация – выбирается на конкурсной основе.

9. Исходные данные для разработки проекта.

Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком с учетом рекомендаций.

Заместитель директора по техническим вопросам – главный инженер  Н.П.Федотов