

УТВЕРЖДАЮ:  
Первый заместитель генерального директора –  
главный инженер АО «Тюменьэнерго»



С. Н. Егосин  
2016г.

## ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Установка устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)  
ПС 110 кВ УТП-2В, УТП-5В.

### 1. Основание для проектирования.

1.1. Инвестиционная программа АО «Тюменьэнерго».

1.2. Требование филиала ОАО «Системный оператор ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области», письмо от 11.08.2014г №Р57-61-П-1-19-2914 «О выполнении устройств АОПО»

### 2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации:

#### 2.1. Нормативные акты федерального уровня:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ (действующая редакция);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ (действующая редакция);
- Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ (действующая редакция);
- Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ (действующая редакция);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7 (действующая редакция);
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96 (действующая редакция);
- Федеральный закон от 21.07.2011 N 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;
- Постановление Правительства РФ от 15.02.2011 № 73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам»;
- Постановление Правительства РФ от 05.05.2012 года № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008г. N123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации».

#### СОГЛАСОВАНО:

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

#### Согласовано:

Юрисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

## 2.2. Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок (действующее издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390;
- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281;
- Национальный стандарт РФ 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»;
- Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации».
- Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии, Регламенты оптового рынка электроэнергии, Положение о порядке получения статуса субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с приложениями (в действующей редакции).

## 2.3. ОРД и НТД ПАО «Россети», ОАО РАО «ЕЭС России», АО «Тюменьэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»:

- Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе от 23.10.2013 № 138);
- Стандарт организации СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14) «Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Общие технические требования»;
- Стандарт организации СТО 34.01-27.3-002-2014 (ВНПБ 29-14) «Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети». Общие технические требования»;
- Стандарт. «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ОАО «Тюменьэнерго», СТ-ИА-40.13.11-06-2014;
- Методические рекомендации по организации защиты объектов ДХО ОАО «Россети», которым категория опасности не присвоена, от актов незаконного вмешательства, утвержденные распоряжением ОАО «Россети» от 12.02.2015 № 71р;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС». Инструкция по эксплуатации трансформаторов, СТО 56947007-29.180.01.116-2012;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 59012820-29.240.30.003-2009;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2011;
- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, СТО 59012820.29.160.20.001-2012;
- Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2006 года №57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем

Согласовано  
Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

Согласовано  
Юриисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики;

– Методические указания по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» СО 34.35.311-2004;

– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.043-2010;

– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, СТО 56947007-29.240.044-2010;

– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы проектирования систем ВЧ связи» СТО 56947007-33.060.40.108-2011;

– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009;

– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.55.016-2008;

– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;

– Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 №236р «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения»;

– Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями», СТО 56947007-29.240.034-2008;

– 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» от 11.02.2008 №57;

– Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», СТО 59012820.29.240.007-2008;

– Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72;

– Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

– Дополнительное соглашение № 3 к Соглашению о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Тюменьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 01.02.2011 № СДУ-11/2010 от 23.04.2015;

– Технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами к дополнительному соглашению № 3 к Соглашению о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Тюменьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 01.02.2011 № СДУ-11/2010 от 23.04.2015;

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

### 3. Вид строительства и этапы разработки проектной и рабочей документации.

#### 3.1. Вид строительства, реконструкция.

**СОГЛАСОВАНО:**  
Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

**Согласовано:**  
Юриисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

### 3.2. Этапы разработки документации:

I этап - Разработка проектной документации (в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию») и согласование ее с Заказчиком, ИА АО «Тюменьэнерго», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ в объеме, предусмотренном действующей редакцией «Регламента взаимодействия Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и АО «Тюменьэнерго», а также с Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

II этап - Разработка рабочей документации, в том числе сметной документации, на основании рабочих чертежей и согласование с Заказчиком, ИА АО «Тюменьэнерго».

### 4. Основные характеристики проектируемого объекта.

#### 4.1. Существующее состояние ПС 110 кВ УГП-2В филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети:

Показатель	Значение / Заданные характеристики
Место расположения объекта	Пуровский район
Номинальные напряжения	110/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ЗРУ 110 кВ
Тип схемы РУ 110 кВ	110-5Н
Количество линий, подключаемых к подстанции	2
Количество резервных ячеек	0
Тип и привод выключателей РУ 110	Элегазовый выключатель 110кВ типа LTB-145 D1/B с приводом BLK-222 (3шт).
Количество и мощность силовых трансформаторов	2 трансформатора типа ТРДН-25000/110/6.
Тип, количество и мощность средств компенсации емкостных токов замыкания на землю	Отсутствует
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствует
Система собственных нужд	1. Питание ТСН по стороне 6 кВ. 2. Два ТСН 6/0,4кВ. 3. Схема распределения СН-0,4кВ – Две секции шин с АВР.
Система оперативного тока (СОТ)	Батарея аккумуляторов =220В, зарядно-выпрямительное устройство ПНЗП-80
Релейная защита и автоматика (РЗА)	На ПС установлены основные и резервные защиты ВЛ 110 кВ, защиты трансформаторов, защита ошиновки 110кВ. Канал основной защиты ВЛ 110 кВ Уренгой УГП-2В с приемопередатчиком АВЗК-80, № канала 2783, частота (505)кГц подключен к фазе «А».
Противоаварийная автоматика (ПА)	На ПС имеется приемник АНКА-АВПА, принимающий команды ПАА ПС 220кВ Уренгой. № канала 2713, частота (96-100)кГц каналобразующая аппаратура подключена по фазе «С» ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-2В.
Регистрация аварийных событий и процессов	Регистрация аварийных событий не
Секретарь конкурсной комиссии Филиал АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети	Согласовано: Юриисконсульт Филиал АО «Тюменьэнерго» «Северные электрические сети»

Показатель		Значение / Заданные характеристики
(РАС, СМТР, ОМП)		предусмотрена (На ПС установлены ИМФ-ЗР)
Автоматическая диагностика (Система Мониторинга)		
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации		Установлено КП телемеханики ТМИУС
Система учёта электроэнергии		Установлен шкаф УСПД, узлы учёта электроэнергии на линейных вводах 110 кВ и вводах 0,4 кВ ТСН
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Установлено оборудование ВОЛС NetRing 600, Olencom V4200. Используется оптический кабель по магистрали на участке от ПС 110 Буран до АБК СевЭС емкостью 48ОВ, заход на ПС УГП-2В емкостью 16ОВ
	ВЧ-связь	Установлено оборудование ВЧ связи: - на фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-2В выполнен ВЧ переход на фазу В ВЛ 110кВ УГП-2В – Буран для организации ВЧ канала связи на оборудовании АКС-1 с ПС Буран до АБК СевЭС;
Способ оперативно-технологического управления ПС		Оперативно-выездные бригады
Вид обслуживания. Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР)		Ремонт и техническое обслуживание оборудования ПС выполняется согласно заводским инструкциям и установленной периодичности проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования подстанций в филиалах АО «Тюменьэнерго».

**4.2. Существующее состояние ПС 110 кВ УГП-5В филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети:**

Показатель	Значение / Заданные характеристики
Место расположения объекта	Пуровский район
Номинальные напряжения	110/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	Закрытое
Тип схемы РУ 110 кВ	110-5Н
Количество линий, подключаемых к подстанции	2
Количество резервных ячеек	0
Тип и привод выключателей РУ 110	Элегазовый выключатель 110кВ типа LTB-145 D1/B с приводом BLK-222 (3шт).
Количество и мощность силовых трансформаторов	2 трансформатора типа ТДН-16000/110/6.
Тип, количество и мощность средств компенсации емкостных токов замыкания на землю	Отсутствует

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

**Согласовано:**  
Юриисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

Показатель		Значение / Заданные характеристики
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)		Отсутствует
Система собственных нужд		1. Питание ТСН по стороне 6 кВ. 2. Два ТСН 6/0,4кВ. 3. Схема распределения СН-0,4кВ – Две секции шин с АВР.
Система оперативного тока (СОТ)		Установлена батарея аккумуляторов =220В, зарядно-выпрямительное устройство ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2
Релейная защита и автоматика (РЗА)		На ПС установлены основные и резервные защиты ВЛ 110 кВ, защиты трансформаторов, защита ошиновки 110кВ. Канал основной защиты ВЛ 110 кВ Уренгой УГП-5В с приемопередатчиком АВЗК-80, № канала 2786, частота (140)кГц подключен к фазе «С».
Противоаварийная автоматика (ПА)		На ПС имеется приемник АНКА-АВПА ( В настоящее время не используется (находится в резерве). № канала 2713, частота (96-100)кГц каналобразующая аппаратура подключена по фазе «С» ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-5В.
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМПР, ОМП)		Регистрация аварийных событий не предусмотрена (На ПС установлены ИМФ-3Р)
Автоматическая диагностика (Система Мониторинга)		отсутствует
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации		Установлено КП телемеханики ТМИУС
Система коммерческого учёта электроэнергии		Установлен шкаф УСПД, узлы учёта электроэнергии на линейных вводах 110 кВ и вводах 0,4 кВ ТСН
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Установлено оборудование ВОЛС NetRing 600, Olenscom V4200. Используется оптический кабель по магистрали на участке от ПС 110 Буран до АБК СевЭС емкостью 48ОВ, заход на ПС УГП-5В емкостью 16ОВ
	ВЧ-связь	Установлено оборудование ВЧ связи: - на фазе А, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В выполнен ВЧ переход на фазу А ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, для организации ВЧ канала связи на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до АБК СевЭС; - на фазе В, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В организован ВЧ канал связи на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до ПС УГП-5В;
Способ оперативно-технологического управления ПС		Оперативно-выездные бригады
Вид обслуживания. Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и		Ремонт и техническое обслуживание оборудования ПС выполняется согласно заводским инструкциям и установленной

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

Согласовано:  
Юрисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

Показатель	Значение / Заданные характеристики
ремонт (ТОиР)	периодичности проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования подстанций в филиалах АО «Тюменьэнерго».

**4.3. Существующее состояние ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-2В филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети:**

Показатель	Значение / Заданные характеристики
Вид ЛЭП	ВЛ
Пропускная способность	390 А
Количество цепей	одна
Номинальное напряжение	110 кВ
Длина трассы	8,9 км
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Нет
Район по гололеду	II
Региональный коэффициент по гололеду	От 1 до 1,5
Район по ветру -	III
Региональный коэффициент по ветру	От 1 до 1,3
Район по количеству грозových часов в году	От 20 до 40 часов
Район по степени загрязненности атмосферы	I степень
Прочие особенности ВЛ (КЛ, КВЛ), включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте)	Нет
Средства связи	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС
	На ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-2В ВОЛС отсутствует
	ВЧ-связь
	На ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-2В организованы следующие ВЧ каналы связи: - по фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-2В и по фазе В, ВЛ 110кВ УГП-2В – Буран, на оборудовании АСК-1 с ПС Буран до АБК Северные ЭС.
РЗ, АПВ, АВР, ПА и РА	1. В качестве основной защиты ВЛ 110 кВ использованы с обоих концов панели ПДЭ-2802 с приемо-передатчиками АВЗК-80. Канал №2783, 505кГц. Передача ВЧ сигналов осуществляется по фазе «А» 2. По фазе «С», канал №2713 (96-100)кГц осуществляется передача команд ПАА. Передатчик установлен на ПС 220 кВ Уренгой, приемник на ПС 110 кВ УГП-2В. Использована аппаратура АНКА-АВПА.
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМНР, ОМП)	1. Со стороны ПС 220 кВ Уренгой регистрация аварийных событий осуществляется устройством ЦАО РЭС-3 2. Осуществляется с двух концов ВЛ 110 кВ (Со стороны ПС 110 кВ УГП 2В функция ОМП осуществляется с помощью ИМОБВ)

**СОГЛАСОВАНО:**

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

**Согласовано:**  
Юриисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

**4.4. Существующее состояние ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-5В филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети:**

Показатель		Значение / Заданные характеристики
Вид ЛЭП		ВЛ
Пропускная способность		400 А
Количество цепей		одна
Номинальное напряжение		110 кВ
Длина трассы		ВЛ 110 кВ «Уренгой – УГП-5В» - 31,6 км, отп. на ПС «Опорная» - 1,4 км, отп. на ПС «Ева-Яха» - 6,5 км, отп. на ПС «Ямал» - 1,2 км, отп. на ПС «УГП-2» - 1,4 км, отп. на ПС «УГП-3» - 0,3 км, отп. на ПС «УГП-4» - 3,3 км, отп. на ПС «УГП-5» - 0,6 км.
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды		Нет
Район по гололеду		II
Региональный коэффициент по гололеду		От 1 до 1,5
Район по ветру		III
Региональный коэффициент по ветру		От 1 до 1,3
Район по количеству грозových часов в году		От 20 до 40 часов
Район по степени загрязненности атмосферы		I степень
Прочие особенности ВЛ (КЛ, КВЛ), включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте)		Нет
Средства связи	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	На ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-5В от опоры 1 до опоры 63 расположен ВОК емкостью 48 ОВ. (используется для организации высокоскоростных каналов связи от АБК Северные ЭС до ПС Буран с заходами на промежуточные подстанции)
	ВЧ-связь	На ВЛ 110 кВ Уренгой-УГП-5В организованы следующие ВЧ каналы связи: - по фазе А, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В и фазе А, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до АБК Северные ЭС; - по фазе В, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до ПС УГП-5В; - по фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-М с ПС УГП-2В до ПС Уренгой и на оборудовании АСК-1С с ПС 110 кВ Опорная до ПС 220 кВ Уренгой.
РЗ, АПВ, АВР, ПА и РА		1. В качестве основной защиты ВЛ 110 кВ использованы с обоих концов панели ПДЭ-2802 с приемопередатчиками АВЗК-80. Канал №2786, 140 кГц.

**СОГЛАСОВАНО:**

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

**Согласовано:**

Борис Консульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»



	<p>Передача ВЧ сигналов осуществляется по фазе «С»</p> <p>2. К этой же фазе подключена аппаратура ПАА, канал №2713 (96-100)кГц. Передатчик установлен на ПС 220 Уренгой, приемник на ПС 110 кВ УГП-5В и на ПС 110 кВ Ева-Яха.</p> <p>Участок канала «Уренгой-УГП-5В» находится в резерве, «Уренгой-Ева-Яха» - в работе. Использована аппаратура АНКА-АВПА.</p>
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМПП, ОМП)	<p>1. Со стороны ПС 220 кВ Уренгой регистрация аварийных событий осуществляется устройством ЦАО РЭС-3</p> <p>2. ОМП осуществляется с двух концов ВЛ-110(Со стороны ПС 110 кВ УГП 5В функция ОМП осуществляется с помощью ИМФ-3Р)</p>

**4.5. Объем реконструкции для установки УПАСК на ПС 110 кВ УГП-2В филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети:**

Наименование	Значение / Заданные характеристики
1.Основное электротехническое оборудование (в т.ч. Т, СКРМ, выключатели, разъединители, ОПН, ТТ, ТН и т.д.), с однозначным указанием места его установки в схеме и требований к мониторингу и диагностике.	<p>1. Определить проектом варианты и обосновать способ организации основного и резервного канала УПАСК.</p> <p>2. Рассмотреть следующие варианты организации основного и резервного канала связи с ПС 220 кВ Уренгой для нужд УПАСК:</p> <p>2.1. Существующий ВЧ канал для ПА + существующий ВЧ канал для СДТУ (комбинированная аппаратура ВЧ связи);</p> <p>2.2. Существующий ВЧ для ПА + существующий ВЧ канал для РЗ (комбинированная аппаратура ВЧ для РЗ);</p> <p>2.3. Существующий ВЧ канал для ПА + существующий ВОК для СДТУ.</p> <p>3. Определить проектом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Необходимость и возможность использования существующих каналов связи.</li> <li>- Необходимость и возможность использования канала связи по ВОК.</li> <li>- Тип и требуемое количество каналообразующей аппаратуры, в том числе и на отпаечных подстанциях.</li> <li>- Тип и требуемое количество аппаратуры УПАСК</li> <li>- Трассу канала ВОК.</li> <li>- При необходимости предусмотреть демонтаж существующего оборудования.</li> </ul>
2.Вторичное электротехническое оборудование и системы (ОПТ, СН, РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, средства измерений и т.д.)	<p>1. Проектом предусмотреть:</p> <p>1.1. Замену приемника УПАСК типа АНКА-АВПА, выполненного на микроэлектронной базе, на микропроцессорное устройство.</p>

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

Согласовано:  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

	<p>каналу.</p> <p>1.2. Установку дополнительного приемника команд УПАСК в зависимости от выбранного варианта резервного канала.</p> <p>1.3. Параметры и характеристики оборудования определить проектом и согласовать с Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.</p> <p>2. В случае применения ВОК:</p> <p>2.1. Использовать существующий ВОК от здания АБК филиала Северные ЭС до ПС 110 кВ УГП-2В, предусмотрев оптические патчкорды для соединения ОВ</p> <p>2.2. Согласовать с Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири зону ответственности по ВОК с установлением границы раздела в помещении станционных устройств АБК филиала Северные ЭС (т.е. работы по прокладке ВОК от АБК филиала Северные ЭС до ПС 220 кВ Уренгой выполнить силами Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири).</p> <p>3. Сохранить существующие ВЧ каналы связи организованные:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- по фазе А, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В и фазе А, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до АБК СевЭС;</li> <li>- по фазе В, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до ПС УГП-5В;</li> <li>- по фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-М с ПС УГП-2В до ПС Уренгой и на оборудовании АСК-1С с ПС Опорная до ПС Уренгой.</li> <li>- по фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-2В и по фазе В, ВЛ 110кВ УГП-2В – Буран, на оборудовании АСК-1 с ПС Буран до АБК Северные ЭС.</li> </ul>
--	---

**4.6. Объем реконструкции для установки УПАСК ПС 110 кВ УГП-5В филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети:**

Наименование	Значение / Заданные характеристики
1. Основное электротехническое оборудование (в т.ч. Т, СКРМ, выключатели, разъединители, ОПН, ТТ, ТН и т.д.), с однозначным указанием места его установки в схеме и требований к мониторингу и диагностике.	<p>1. Определить проектом варианты и обосновать способ организации основного и резервного канала УПАСК.</p> <p>2. Рассмотреть следующие варианты организации основного и резервного канала связи с ПС 220кВ Уренгой для нужд УПАСК:</p> <p>2.1. Существующий ВЧ канал для ПА + существующий ВЧ канал с ПС до ПС (комбинированная аппаратура ВЧ связи).</p>
<p><b>СОГЛАСОВАНО:</b>  Секретарь конкурсной комиссии  Филиал АО «Тюменьэнерго»  Северные электрические сети</p>	<p><b>СОГЛАСОВАНО:</b>  Юрист  Филиал АО «Тюменьэнерго»  «Северные электрические сети»</p>

	<p>2.2. Существующий ВЧ для ПА + существующий ВЧ канал для РЗ (комбинированная аппаратура ВЧ для РЗ);</p> <p>2.3. Существующий ВЧ канал для ПА + существующий ВОК для СДТУ.</p> <p>3. Определить проектом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Необходимость и возможность использования существующих каналов связи.</li> <li>- Необходимость и возможность использования канала связи по ВОК.</li> <li>- Тип и требуемое количество каналообразующей аппаратуры, в том числе и на отпаечных подстанциях.</li> <li>- Тип и требуемое количество аппаратуры УПАСК</li> <li>- Трассу канала ВОК.</li> <li>- При необходимости предусмотреть демонтаж существующего оборудования.</li> </ul>
<p>2. Вторичное электротехническое оборудование и системы (ОПТ, СН, РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, средства измерений и т.д.)</p>	<p>1. Проектом предусмотреть:</p> <p>1.1. Замену приемника УПАСК типа АНКА-АВПА, выполненного на микроэлектронной элементной базе, на микропроцессорное УПАСК по ВЧ каналу.</p> <p>1.2. Установку дополнительного приемника команд УПАСК в зависимости от выбранного варианта основного (резервного) канала.</p> <p>1.3. Замену на ПС 110 кВ Ева-Яха приемника УПАСК типа АНКА-АВПА, выполненного на микроэлектронной элементной базе, на микропроцессорное УПАСК.</p> <p>1.4. Установку на ПС 110 кВ Ева-Яха дополнительного приемника УПАСК в зависимости от выбранного варианта основного (резервного) канала.</p> <p>1.3. Параметры и характеристики оборудования определить проектом и согласовать с Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.</p> <p>2. В случае применения ВОК:</p> <p>2.1. Использовать существующий ВОК от здания АБК филиала Северные ЭС до ПС 110 кВ УГП-5В, предусмотрев оптические патчкорды для соединения ОВ</p> <p>2.2. Согласовать с Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири зону ответственности по ВОК с установлением границы раздела в помещении станционных устройств АБК филиала Северные ЭС (т.е. работы по прокладке ВОК от АБК филиала Северные ЭС до ПС 220 кВ Уренгой).</p> <p>выполнить силами Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири</p>

СОГЛАСОВАНО:  
Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

Согласовано:  
Юристы  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

	<p>3. Сохранить существующие ВЧ каналы связи организованные:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- по фазе А, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В и фазе А, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до АБК СевЭС;</li> <li>- по фазе В, ВЛ 110кВ Буран – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-Ц с ПС Буран до ПС УГП-5В;</li> <li>- по фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-5В, на оборудовании АКСТ-М с ПС УГП-2В до ПС Уренгой и на оборудовании АСК-1С с ПС Опорная до ПС Уренгой.</li> <li>- по фазе В, ВЛ 110кВ Уренгой – УГП-2В и по фазе В, ВЛ 110кВ УГП-2В – Буран, на оборудовании АСК-1 с ПС Буран до АБК СевЭС.</li> </ul>
--	---

## **5. Требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации.**

### **5.1. Предпроектные обследования**

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования. При предпроектном обследовании систем ИТС и связи совместно с филиалом АО «Тюменьэнерго»:

#### **5.1.1. Определить:**

- состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА, режимной автоматики (РА) на объекте проектирования;
- объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА и РА;
- схему и состав сети связи диспетчерского и технологического управления (ССДТУ) на объекте реконструкции с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА, телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи.

#### **5.1.2. Произвести оценку:**

- отклонений (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗА в существующей сети;
- существующих автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) в части схемы организации связи для расширяемых и реконструируемых объектов с центрами управления сетями (ЦУС) АО «Тюменьэнерго» и ДП Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, на предмет достаточности существующих АСУ ТП (ССДТУ и ССПИ) и необходимости их модернизации.

При предпроектном обследовании должна быть проведена оценка состояния электромагнитной обстановки на объекте проектирования и на других действующих объектах, технологически связанных с объектом проектирования.

### **5.2. I этап проектирования - разработка и согласование проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.**

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

На этапе разработки проектной документации разработать

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

**Согласовано:**

Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

характеристиками оборудования в соответствии с приложением № 1 к настоящему Заданию на проектирование, согласовать с заказчиком.

**5.2.1. В том числе для ПС выполнить/определить:**

- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- технические требования к основному электротехническому оборудованию, в том числе на основе вида обслуживания объекта;
- технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом объекте;
- прочие разделы проектной документации;

**5.2.2. В части технических решений по релейной защите, сетевой автоматике, ПА объекта проектирования и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств, необходимо выполнить/определить в т.ч.:**

5.2.2.1. Схему размещения устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА, УПАСК на объекте реконструкции и в прилегающей сети.

5.2.2.2. Схему организации передачи сигналов и команд РЗ, сетевой автоматики, ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи доаварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов.

5.2.2.3. Принципиальные электрические и структурно-функциональные схемы устройств РЗ, сетевой автоматики присоединений и ПА с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств релейной защиты, сетевой автоматики, ПА, отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС.

5.2.2.4. Перечень всех функций сетевой автоматики, ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, Т и т.д.), необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

5.2.2.5. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств сетевой автоматики, ПА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств, в т.ч. обоснование:

- алгоритмов устройств ПА;
- объемов управляющих воздействий (ОГ, ОН) и состава пусковых органов ЦСПА (ПА) ОЭС.

5.2.2.6. Решения по удаленному доступу к изменению конфигураций и уставок терминалов УПАСК.

5.2.2.7. Решения по приближению устройств сетевой автоматики, ПА к первичному оборудованию.

5.2.2.8. Технические решения по устройствам сетевой автоматики, ПА, ССДТУ оформить отдельными томами (разделами).

**5.2.3. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) необходимо выполнить/определить:**

5.2.3.1. Структурная схема АСУ ТП.

5.2.3.2. Перечень сигналов, собираемых в АСУ ТП, в том числе передаваемых в ЦУС АО «Тюменьэнерго» и ДЦ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- наименование параметров;
- тип сигнала;
- источник информации;
- тип измерительного преобразователя (датчика).

5.2.3.3. Представить обобщенный расчет количества сигналов от вновь

**Согласовано:**

Юриисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

устанавливаемого оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСУ ТП.

5.2.3.4. Решения по организации измерений (характеристики входных сигналов, классы точности), сбору дискретной информации (характеристики входных сигналов), управлению (характеристики выходных сигналов) проектируемого оборудования присоединения.

5.2.3.5. Решения по интеграции (информационному обмену) в АСУ ТП систем УПАСК проектируемого оборудования взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандартных протоколов.

5.2.4. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗ, ПА, АСУ ТП, СУЭ РРЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

5.2.5. Решения по организации электропитания систем РЗ, ПА, АСУ ТП, систем связи и других систем, включая:

Подключение устанавливаемых УПАСК к существующим системам оперативного тока и, при необходимости установку дополнительных устройств (автоматических выключателей, предохранителей и т.д.)

5.2.6. Результаты оценки воздействия на окружающую среду. Раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» оформить отдельным томом.

5.2.7. Привести предварительный расчет объема кабельной продукции.

5.2.8. Инженерно-технические вопросы гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Оформить отдельным томом.

5.2.9. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Раздел оформить отдельным томом, согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». Противопожарные мероприятия разрабатываются в соответствии с действующими федеральными законами, правилами пожарной безопасности РФ и отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

5.2.10. Проект организации строительства (ПОС).

ПОС выполнить с определением сроков выполнения строительно-монтажных работ, включая график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

В ПОС должны быть проработаны решения:

В части РЗ и ПА:

– взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗ и ПА с существующими на ПС устройствами РЗ и ПА (при необходимости);

В части АСУ ТП:

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

В части СУЭ РРЭ - по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС и передаче информации на верхние уровни управления АО «Тюменьэнерго»

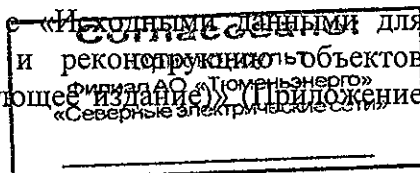
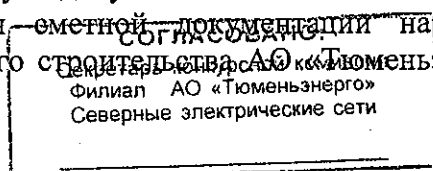
В части систем связи:

– состав средств связи, вводимых на каждом этапе строительства;  
– направления организации каналов связи с указанием видов передаваемой информации.

5.2.11. Сметная документация.

Сметную документацию выполнить в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

Сметную документацию составить в соответствии с «Исходными данными для составления сметной документации на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства АО «Тюменьэнерго» (действующее издание)» (Приложение



№ 2 к настоящему Заданию на проектирование), далее – Исходные данные.

В сметной документации учесть:

- затраты на комплектацию аварийного запаса.

Сводный сметный расчет выполнить с разделением затрат по собственникам объектов.

**5.2.12. Отдельным томом в проектной документации разработать «Состав проекта».**

**5.2.13. При выполнении проектной документации:**

- предусмотреть в составе проектной документации расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание объекта на протяжении срока его полезного использования;
- выполнить в составе проектной документации расчет потребности аварийного запаса материалов на объект.

**5.3. II этап проектирования - разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.**

5.3.1. Разработка РД выполняется на основании ПД.

Разработать РД в объеме, необходимом для выполнения строительно-монтажных работ на проектируемом объекте.

По всем разделам выполнить необходимые рабочие чертежи и схемы, полный пакет документов достаточный для выполнения строительно-монтажных работ Подрядчиком, а также для проверки работ Техническим надзором и, при необходимости, другими заинтересованными лицами.

5.3.2. Выполнить сметную документацию и выпустить сводный сметный расчет на стадии РД на основании рабочих чертежей.

5.3.3. Подрядчик осуществляет корректировку проектно-сметной документации по замечаниям (в случае их наличия).

5.3.4. Отдельным томом в рабочей документации разработать «Ведомость полного комплекта рабочих чертежей».

## **6. Особые условия.**

6.1. При выполнении ПИР необходимо применять оборудование и материалы, соответствующие Российским стандартам, сертифицированные в установленном порядке.

6.2. При новом строительстве и реконструкции электросетевых объектов ПАО «Россети» должно применяться рекомендованное по результатам аттестации оборудование, технологии, материалы и системы (информация о перечне аттестованного оборудования размещена на сайте ПАО «Россети»).

6.3. При формировании проектных решений минимизировать использование импортного оборудования и материалов, стоимость которых зависит от валютных курсов, в случае применения импортного оборудования предоставить соответствующее обоснование.

6.4. Применяемое при проектировании силовое оборудование, устройства РЗ, ПА, АСУ ТП и связи, СУЭ РРЭ, АСДТУ, систем диагностики должны быть согласованы производителями оборудования и устройств на предмет возможности реализации принятых технических решений, совместимости отдельных составных частей оборудования и устройств, соответствия выполняемых функции устройств их назначением.

6.5. При выполнении проектной документации учесть «Типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов принадлежащих АО «Тюменьэнерго».

6.6. На рассмотрение и согласование проектную и рабочую документацию в полном объеме предоставить заказчику (в соответствии с этапами проектирования по календарному плану) в двух экземплярах в электронном виде на CD или DVD (1 экземпляр направляется в филиал – держатель договора, 1 экземпляр – в исполнительный аппарат АО «Тюменьэнерго»), на бумажном носителе предоставить в исполнительный аппарат АО «Тюменьэнерго» в 1 экземпляре сметную документацию (СД), проект организации строительства (ПОС), проект организации работ по сносу или демонтажу (ПОД), проект организации работ по монтажу (ПОМ), проект организации работ по наладке (ПОН), проект организации работ по пуску (ПОП) и проект организации работ по вводу в эксплуатацию (ПОВЭ) в составе проекта.

Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

**Согласовано:**  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

6.7. После устранения всех замечаний откорректированная проектно-сметная документация, скомплектованная с учетом всех изменений, предоставляется:

- в филиал–держатель договора – 3 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр в электронном виде на CD или DVD;

- в исполнительный аппарат – 1 экземпляр в электронном виде на CD или DVD; на бумажном носителе предоставляется в 1 экземпляре сметная документация (СД), проект организации строительства (ПОС), пояснительная записка (ПЗ) и проект организации работ по сносу или демонтажу (ПОД) при наличии в составе проекта.

6.8. Проектно-сметная документация предоставляется в следующих форматах:

- текстовая информация - в формате MS Word, Adobe Acrobat;
- графическая информация - в формате AutoCAD-7;
- сметная документация - в формате программы «Гранд Смета», MS Excel;
- дополнительно вся документация должна быть предоставлена в формате PDF, при этом каждый том выполняется одним файлом.

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

6.10. Получить все необходимые согласования и заключения.

6.11. При необходимости, по запросу подрядной организации, выполняющей разработку проектной документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

6.12. Подрядная организация обеспечивает:

- сопровождение документации в процессе ее согласования и добивается получения согласования;
- внесение соответствующих изменений после согласования с Заказчиком в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания;
- получение технических условий от всех владельцев пересекаемых коммуникаций и согласований от всех лиц, чьи интересы могут быть затронуты в процессе строительства.

6.13. В случае выявления, на этапе выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ошибок проектирования подрядная организация обеспечивает безвозмездную корректировку проектных решений с устранением несоответствий. Доработка проектных решений не должна приводить к переносу срока ввода объекта.

6.14. При выполнении работ по проектированию применять конструктивно-строительные решения, выбор состава оборудования, позволяющие реализовать строительство или реконструкцию объекта в пределах стоимости указанной в инвестиционной программе Общества (далее ИПР). В случае превышения стоимости технических решений по отношению к установленной в ИПР Общества на объекте проектирования, заблаговременно (до выхода рабочей документации) информировать заказчика о превышении стоимости реализации проекта по отношению к установленной ИПР с направлением анализа причин увеличения стоимости и предложения вариантов применения оборудования или материалов с более низкими стоимостными характеристиками (обоснование: стоимости применяемого оборудования, отсутствия возможности применения аналогов с более низкими стоимостными характеристиками, применения тех или иных конструктивно-строительных решений) для принятия решения Заказчиком. В случае принятия решения Заказчиком в пользу варианта с более высокими стоимостными характеристиками, в составе рабочей документации предоставлять отдельным томом технические и экономические обоснования выбора с приложением подтверждающих документов (файлы, письма заводов изготовителей и т.д.).

6.15.

Директор филиала  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

проектной

Юрисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

на



государственную/негосударственную экспертизу должно быть получено согласование проектной документации со стороны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ в объеме, предусмотренном действующей редакцией «Регламента взаимодействия Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и АО «Тюменьэнерго» при рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и строительстве (реконструкции) объектов энергетики».

#### 7. Исходные данные для разработки проектной документации.

Получение исходных данных подрядной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей подрядной организации для получения информации.

Приложения:

1. Технические требования к оборудованию.
2. Исходные данные для составления сметной документации на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства АО «Тюменьэнерго».

Заместитель директора - главный инженер филиала АО «Тюменьэнерго» Северные ЭС



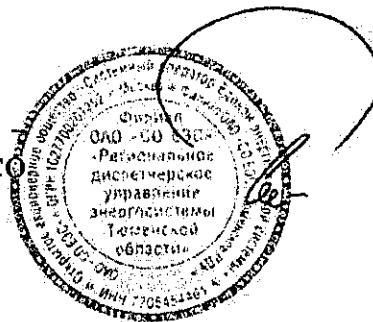
А.А. Симаков

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель генерального директора – главный инженер Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири

В.В. Копишевский

Первый заместитель директора главный диспетчер Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ



А.В. Бойко

СОГЛАСОВАНО:

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

Согласовано:

Юрисконсульт  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

**ПРИМЕР****Технические требования к оборудованию**

**Требования к техническим характеристикам трехполюсного  
разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей 110 кВ на ток 1000 А**

Для реконструкции

(наименование объекта)

Количество

Срок поставки

Адрес объекта

№ п/п	Технические характеристики (наименование параметра)	Требуемое значение	Предлагаемые участником конкурса технические характеристики
1.	<b>Основные параметры:</b>		
1.1	Изготовитель	*	
1.2	Заводской тип (марка)	*	
1.3	Номинальное напряжение, кВ	110	
1.4	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	
1.5	Номинальная частота, Гц	50	
1.6	Номинальный ток, А	1000	
2.	<b>Номинальные значения климатических факторов внешней среды:</b>		
2.1	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения (по ГОСТ 15150-69)	У1	
2.2	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха (по ГОСТ 15150-69), °С	+40	
2.3	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха (по ГОСТ 15150-69), °С	-45	

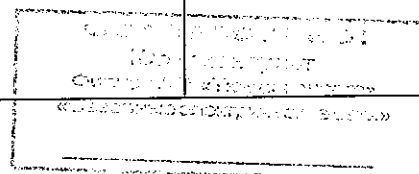
СОГЛАСОВАНО:

Секретарь конкурсной комиссии  
Фирма «Тюменские  
Северные электрические сети»

«01.07.2010»  
«Северные электрические сети»  
Оптический АД «Тюменские  
Северные электрические сети»

2.4	Толщина стенки гололеда, мм	20	
2.5	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, м/с	15	
2.6	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	40	
2.7	Высота установки над уровнем моря, м	1000	
2.8	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK-64	8	
3.	<b>Требования к электрической прочности изоляции:</b>		
3.1	Испытательное напряжение полного грозового импульса (по ГОСТ 1516.3-96), кВ - относительно земли - между контактами	450 570	
3.2	Кратковременное (одноминутное) испытательное напряжение промышленной частоты (по ГОСТ 1516.3-96), кВ - относительно земли - между контактами	230 230	
3.3	Удельная длина пути утечки внешней изоляции по ПУЭ 7-го издания см/кВ, не менее	3,1	
4.	<b>Требования к стойкости при сквозных токах КЗ:</b>		
4.1	Ток электродинамической стойкости, кА	80	
4.2	Ток термической стойкости, кА	31,5	
4.3	Допустимое время протекания тока термической стойкости для главной цепи, с	3	
4.4	Допустимое время протекания тока термической стойкости для цепи заземления, с	1	
5.	<b>Требования по нагреву:</b>		
5.1	Допустимое превышение температуры частей аппарата над температурой окружающей среды, 0С, не более	ГОСТ 8024-90	
5.2	Требования к коммутационной способности:		

**СОГЛАСОВАНО:**  
Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети



5.3	Отключение емкостного тока, А	*	
5.4	Отключение тока холостого хода трансформатора, А, не менее	*	
6.	<b>Требования к механическим характеристикам:</b>		
6.1	Коэффициент запаса механической прочности изоляционных колонн (по ГОСТ Р 52726-2007), не менее	2,5	
6.2	Допустимое значение механической нагрузки от тяжения проводов в горизонтальной плоскости, Н, не менее	1000	
7.	<b>Требования к конструкции:</b>		
7.1	Конструктивная схема исполнения (вертикально-рубящий, горизонтально-поворотный, полупантографный, пантографный)	<b>Горизонтально-поворотный</b>	
7.2	Установка (параллельная, последовательная, ступенчато-килевая)	<b>параллельная</b>	
7.3	Наличие и количество заземлителей (нет, 1, 2)	2	
7.4	Вид привода разъединителя а. для главной цепи б. для цепи заземления	<b>Электродвигательный</b> <b>Электродвигательный</b>	
7.5	Номинальное напряжение питания электропривода, В, переменное	380	
7.6	Возможность ручного оперирования разъединителем (да, нет)	Да	
7.7	Управление разъединителем (пополосное, трехполосное)	<b>трехполосное</b>	
7.8	Напряжение питания цепей обогрева, В, переменное	220	
7.9	Напряжение питания цепей блокировки, пост. ток	220	

**СОГЛАСОВАНО:**

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

Секретарь конкурсной комиссии  
Юр-консультант  
Система АИ «Юр-консультант»  
«Система АИ «Юр-консультант»

7.10	Число свободных нормально открытых (НО) блок-контактов гл. ножей	8	
7.11	Число свободных нормально закрытых (НЗ) блок-контактов гл. ножей	8	
7.12	Число свободных НО блок-контактов заземляющего ножа	8	
7.13	Число свободных НЗ блок-контактов заземляющего ножа	8	
7.14	Все металлические части разъединителя, включая шкафы приводов, шкафы управления и опорные металлоконструкции должны иметь стойкое антикоррозионное покрытие или изготовлены из материалов, не подверженных коррозии, (да, нет)	да	
7.15	Тип и фирма-изготовитель изоляторов опорных и поворотных колонн	*	
7.16	Вид изоляции (фарфор, полимер)	фарфор	
7.17	Цвет глазури фарфора	белый	
7.18	Масса разъединителя, кг	*	
7.19	Масса привода, кг	*	
7.20	Наличие выносного шкафа трехполюсного управления разъединителем (да, нет)	да	
7.21	Наличие механической и электромагнитной блокировок между главными и заземляющими ножами разъединителя, (да, нет)	да	
7.22	Наличие контактных зажимов для крепления аппаратных зажимов (по ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 21242-75) (размеры согласовываются дополнительно)	да	
8.	Требования по надежности:		
8.1	Механический ресурс, число циклов В-О, не менее	10000	
8.2	Гарантийный срок эксплуатации разъединителя, месяцев, не менее	60	

Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

8.3	Срок службы до среднего ремонта, лет, не менее	*	
8.4	Срок службы, лет, не менее	30	
8.5	Удельная стоимость сервисного послегарантийного обслуживания разъединителя изготовителем, руб/год	*	
9.	<b>Требования по безопасности:</b>		
9.1	Требования к конструкции разъединителя, заземлителей, привода	ГОСТ 12.2.007.0-82 ГОСТ 12.2.007.3-75	
9.2	Механический указатель включенного и отключенного положения разъединителя (заземлителя) в приводе	ГОСТ 12.2.007.3-82	
9.3	Наличие Российского Сертификата безопасности (да, нет)	да	
9.4	Наличие ТУ, согласованных с РАО «ЕЭС России» или ПАО «ФСК ЕЭС», как на разъединитель, так и на его изоляционные и поворотные колонны	да (для отечественного оборудования)	
9.5	Дата и номер экспертного заключения согласно распоряжения ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 12.10.09 №417р	да	
10.	<b>Требования по экологии</b>		
	Напряжение радиопомех (НРП), измеренное при 1,1 наибольшего рабочего напряжения, не более мкВ	2500	
11.	<b>Комплектность разъединителя:</b>		
11.1	Разъединитель с заземлителями и приводом (да, нет)	да	
11.2	Индивидуальный комплект ЗИП (да, нет)	да	
11.3	Опорные металлоконструкции (размеры согласуются дополнительно)	да	

СОГЛАСОВАНО:  
Секретарь конкурсной комиссии  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети

СОГЛАСОВАНО:  
Юр. консульт.  
Филиал АО «Тюменьэнерго»  
«Северные электрические сети»

11.4	Эксплуатационная документация на русском языке (количество экземпляров)	3	
12.	Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения:		
12.1	Маркировка, упаковка и консервация по ГОСТ Р 52726-2007, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78 и ГОСТ 18620-86 (да, нет)	да	
12.2	Растамаживание и доставка оборудования до места назначения	Подрядчик	
12.3	Условия хранения, срок хранения разъединителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц, ЗИП в упаковке изготовителя, лет, не более	*	
12.4	Условия транспортирования	*	
12.5	Монтаж аппарата выполняется с участием шеф-инженера фирмы изготовителя (да, нет)	да	
12.6	Наличие "шок-индикатора" на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки.	да	
13.	Во всем неоговоренном разъединители должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52726-2007.	да	

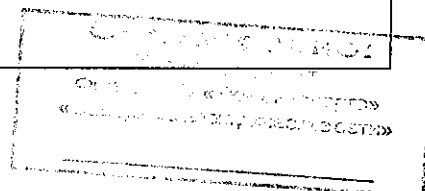
**СОГЛАСОВАНО:**  
 Секретарь конкурсной комиссии  
 Филиал АО «Тюменьэнерго»  
 Северные электрические сети

**Согласовано:**  
 Секретарь конкурсной комиссии  
 Филиал АО «Тюменьэнерго»  
 «Северные электрические сети»

**Исходные данные для составления сметной документации  
на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства  
АО «Тюменьэнерго» в 2016 году.**

№ п.п.	Наименование	Нормативы
1.	Сметная документация составляется в соответствии с требованиями Постановления правительства РФ №87 от 16.02.2008г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»	Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию утв. Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87.
1.1.	Вся сметная документация (сводный сметный расчет стоимости строительства, объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отдельные виды затрат) разрабатывается только с применением государственных сметных нормативов, включенных в федеральный реестр сметных нормативов. Пересчет в текущие цены выполняется по итогу глав 1-12 с учетом непредвиденных затрат индексами изменения сметной стоимости, рекомендуемыми к применению Минстроем России (в зависимости от региона, где осуществляется строительство объекта). Пересчет базисной стоимости строительства в текущие цены осуществляется на момент первоначальной выдачи сметной документации	МДС 81-35.2004. Письмо Минрегиона РФ от 09.07.2010г. №26686-КК/08,
1.2.	Стоимость оборудования определять в текущих ценах в рублях на основании последних данных заводов-поставщиков, с предоставлением прайс-листов и указанием даты. Текущую стоимость цен переводить в базу 2001г. индексом изменения сметной стоимости технологического оборудования по отрасли Электроэнергетика, рекомендуемым Минстроем России	МДС 81-35.2004.
1.3.	Стоимость ресурсов, принимаемых по данным заводов-изготовителей (поставщиков) должны быть актуализированы на дату предоставления сметной документации.	Письмо Министерства регионального развития РФ от 27 сентября 2011 г. № 26315-ДШ/08
1.4.	Оборудование и материалы, учтенные по прайс-листам, в графе 2 ЛСР указывать обоснование стоимости оборудования и материалов (поставщик и дату прайс-листа). Все прайс-листы по объекту выделить в отдельный том.	

Секретарь филиала АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети





1.5.	Транспортные и дополнительные расходы к стоимости оборудования, принимать по калькуляции транспортных расходов, либо процентом	В соответствии с п.п.4.48-4.65 МДС 81-35.2004.
1.6.	Безрельсовый такелаж тяжеловесного оборудования, расчеты выполнять по сборнику ВЦР-1984г., стоимость такелажных работ следует относить на стоимость оборудования	Расценки утверждены протоколом Минэнерго №23 от 15 января 1985г. Принятые расценки следует принимать переводными коэффициентами в базу 2001г. Письмо ФАС ЖКХ №ВА-5079/06 от 15.10.2004г.
1.7.	Работы на смежных подстанциях, принадлежащих иным собственникам, выделить в отдельные тома (по каждому объекту) с пояснительной запиской, необходимыми разделами в соответствии с составом ПСД (сводный сметный расчет стоимости строительства, объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отдельные виды затрат)	
1.8.	В сводном сметном расчете, по итогу каждой главы отражать, в том числе, затраты по ВЛ, ПС, ВОЛС, смежные ПС	
1.9.	В случае разработки раздела «АИИСКУЭ» в соответствии с заданием на проектирование, в сметной документации необходимо учитывать затраты на аттестацию и сдачу системы АИИСКУЭ в эксплуатацию, а также затраты на метрологическое обеспечение	В соответствии с действующими нормами и регламентами
1.10.	В составе РД предоставлять ССР	
1.11.	Стоимость строительства по рабочей документации (РД) не должна превышать стоимость строительства по проектной документации (ПД)	
2.	<b>Глава 1. Подготовка территории строительства</b>	
2.1	Затраты, связанные с оформлением документов и необходимых согласований на период строительства	Определяются на основании расчетов и цен на эти услуги. При наличии - по данным Заказчика
2.2	Затраты на аренду земли на период строительства	Определяются на основании расчета с учетом ставок за аренду земельного участка, устанавливаемых местной администрацией. Постановление РФ от 22.05.07 г. №310. Либо по заключенным договорам аренды
3.	<b>Лимитированные затраты, учитываемые в сводном сметном расчете в базе 2001г., согласно МДС 81-35.2004</b>	
3.1.	Временные здания и сооружения. Раздельно по ВЛ(ВОЛС), ПС, смежные ПС	ГСН 81-05-01-2001.
3.2.	Временные здания и сооружения учитываются набором, когда процент исключается	Расчеты или локальные сметы по данным ПОС

4.	<b>Перечень видов затрат, включаемых в главу 9 «Прочие работы и затраты»</b>	
4.1.	Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время. Раздельно по ВЛ, ПС, ВОЛС, смежные ПС	ГСН 81-05-02-2007.
4.2.	Затраты на снегоборьбу	ГСН 81-05-02-2007 табл. 2.
4.3.	Затраты, связанные с перебазированием строительной техники	Расчет на основании ПОС, с отнесением затрат в ССР Глава 9 графа 4,5.
4.4.	Затраты по перевозке работников строительно-монтажных организаций автотранспортом	Расчет на основании ПОС.
4.5.	Затраты на проведение специальных мероприятий по обеспечению нормальных условий труда (борьба с клещевым энцефалитом, гнусом и т.д.)	Расчет на основании ПОС (не более 0,1 %).
4.6.	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов	Определяются расчетом от итога глав 1-12 по графам 4 и 5 сводного сметного расчета. (Постановление Минтруда РФ №463-РБ/7-13/32 от 15.03.93г.).
4.7.	Затраты на проведение пуско-наладочных работ (вхолостую)	Письмо №ВТ-386/08 ФАС ЖКХ (ФГУ ФЦЦС) МДС 81-35.2004 пункт 4.102. Размер средств определяется на основании смет
4.8.	Затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом	Определяется расчетом на основании ПОС. МДС81-35.2004 Приложение 8 п.9.4.
4.9.	Дополнительные затраты на формирование аварийного запаса	Номенклатура и объемы определяются проектом с учетом требований установленных норм комплектации аварийного запаса и согласовываются с заказчиком, с выделением его отдельной строкой в главе 9 «Прочие работы и затраты» ССР.
4.10.	Затраты на ввод объекта в эксплуатацию (техническая инвентаризация, изготовление документов кадастрового и технического учета)	По нормативу в размере 0,12% от итогов по главам 1-8 ССР (графы 7 и 8).
4.11.	Затраты на проведение мероприятий по охране окружающей среды	По расчетам на основании данных раздела проектной документации «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» и Постановлений Правительства РФ от 28.08.1992 № 632 и от 12.06.2003 № 344 (графы 7 и 8).
4.12.	Затраты по утилизации строительного мусора	
4.13.	Затраты на оплату сборов за перевозку крупногабаритных и тяжеловесных грузов.	По расчету при оформлении разрешения на движение транспортного средства (графы 7 и 8).
4.14.	Плата за пользование заемными средствами	Включается за итогом сводного сметного расчета. По дополнительному запросу для

СОГЛАСОВАНО:

Секретарь конкурсной комиссии  
 Филиал АО «Теманьэнерго»  
 Северные электрические сети

Секретарь конкурсной комиссии  
 «Самарский энергетический узел»

		согласования с Заказчиком.
<b>5.</b>	<b>Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль.</b>	
5.1.	Содержание службы заказчика	Определяется расчетом по Постановлению Правительства РФ от 21.06.10г. №468.
<b>6.</b>	<b>Глава 12. Проектные и изыскательские работы</b>	
6.1.	Проектные работы	Стоимость определяется расчетами на основе справочников базовых цен на проектные работы, включенных в федеральный реестр сметных нормативов, с индексами Минстроя РФ.
6.2.	Изыскательские работы	Стоимость определяется расчетами на основе справочников базовых цен на изыскательские работы, включенных в федеральный реестр сметных нормативов, с индексами Минстроя РФ. Данные заказчика.
6.3.	Экспертиза проекта, включая экологическую экспертизу	Определяется по действующим нормативам от стоимости ПИР. Постановление Правительства РФ от 05.03.07 г. №145.
6.4.	Затраты на проведение проверки достоверности определения сметной стоимости объектов капитального строительства (реконструкции)	По нормативу в размере 10% от стоимости экспертизы проектной документации (графы 7 и 8).
6.5.	Авторский надзор	Расчет до 0,2% от итога глав 1-9.
6.6.	В томах на работы по смежным подстанциям, не принадлежащих АО «Тюменьэнерго» обязательно выделять проектно-изыскательские работы с предоставлением смет и расчетов.	
7.	Непредвиденные работы и затраты -3%	МДС 81-35.2004 п.4.96 от итога глав 1-12.
8.	Норматив накладных расходов	Нормативы накладных расходов по видам строительных и монтажных работ в процентах от фонда оплаты труда рабочих (МДС 81-34.2004; 81-33.2004 приложение 4).
9.	Сметная прибыль	Норматив сметной прибыли по видам строительных и монтажных работ в процентах от величины средств на оплату труда рабочих (МДС 81-25.2001 с учетом письма №АП-5536/06 от 18.11.2004 г.).

СОГЛАСОВАНО:

Секретарь конкурсной комиссии  
 Филиал АО «Тюменьэнерго»  
 Северные электрические сети

«Тюменьэнерго»  
 «Северные электрические сети»  
 «Областная энергетическая компания»