

**СОГЛАСОВАНО:**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству  
АО «ЛЮЭСК»

А.Т. Фистюлева

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проектирование**  
по Объекту строительства:

«ПС-110/10 кВ «Высоцкая» с заходами ВЛ-110 кВ в Выборгском районе ЛО».

1. **Основание для проведения работ:** инвестиционная программа АО «ЛЮЭСК»
2. **Вид строительства:** новое строительство.
3. **Стадийность проектирования:**

1 этап: «Обоснование и согласование с АО «ЛЮЭСК» основных технических решений по сооружаемому Объекту, в том числе принципиальных схем с ПАО «Ленэнерго», ОАО «РЖД» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Север- Запада.

3.1 Расчеты электрических режимов и устойчивости сети 110 кВ, прилегающей к ПС-110 кВ «Высоцкая», на перспективу 5-10 лет для нормальной и основных ремонтных схем, а также послеаварийных режимов в указанных схемах при нормативных возмущениях в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем с учетом динамики изменения электрических нагрузок: режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня, режим летних минимальных нагрузок выходного дня, режим летних минимальных нагрузок рабочего дня, по результатам расчетов предусмотреть выбор оборудования ПС и ВЛ.

В соответствии с расчетом токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС-110 кВ «Высоцкая» и в прилегающей сети осуществить выбор нового и провести оценку отключающей способности существующего коммутационного оборудования на ПС-400 кВ №5 «Выборгская», ПС-110 кВ №548, ПС-110 кВ №513, ПС-110 кВ «Попово» и на прилегающей сети 110 кВ на соответствие уровням токов короткого замыкания с определением необходимости его замены при недостаточной отключающей способности.

3.2 Выполнить предварительные изыскания, сопоставление различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства с расчетом различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных и токов короткого замыкания) работы сети, конструктивных и компоновочных решений ПС и ВЛ) и на этой основе определить:

3.2.1 Для ПС-110 кВ «Высоцкая»:

- принципиальную электрическую схему подстанции с пояснительной запиской;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения для РУ-110 кВ, РУ-10 кВ, позволяющие произвести расширение и реконструкцию ПС без снижения надежности электроснабжения потребителей;
- параметры силовых трансформаторов 110/10 кВ;
- параметры силового электрооборудования ОРУ-110 кВ;
- параметры силового электрооборудования ЗРУ-10 кВ;
- параметры силовых кабелей и муфт 110 кВ (для временной схемы);
- решения по средствам компенсации реактивной мощности;
- принципиальную схему собственных нужд;
- необходимость и возможность расширения ПС-110 кВ «Высоцкая»;
- принципиальные решения по системам РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ТМ и связи с указанием мест их размещения;

- схему размещения ИТС по ТТ и ТН;
- принципиальные технические решения по точкам измерения и составу телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования ПС-110 кВ «Высоцкая» и передаче её в диспетчерский центр АО «ЛОЭСК»;
- принципиальные решения по организации технологической связи ПС-110 кВ «Высоцкая» с центром управления сетями ПАО «Ленэнерго» и диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС», определяемыми на стадии проектирования, для передачи диспетчерских команд и телеметрической информации;
- план заходов ВЛ и КЛ (временная, с переходным пунктом кабеля к оборудованию);
- место размещения объекта, размер площадки;
- акты выбора и согласования с заинтересованными организациями площадки под строительство ПС и подъездных автодорог.

3.2.2 Для ВЛ-110 кВ и КЛ-110 кВ(временная) от ПС-110 кВ «Высоцкая» до врезки в ВЛ-110 кВ ПС №513 - ПС «Выборгская»

- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов и тд.);
- переход с воздушной линии в кабель на базе открытого переходного пункта (ОПП) в непосредственной близости от существующей анкерной опоры
- пропускную способность сооружаемых ВЛ-110 кВ и КЛ-110 кВ(временная);
- для новых ВЛ и КЛ, требующих врезки в существующую ВЛ (строительство заходов) от поворотных анкерных опор (ближайших к ПС-110 кВ №548), указать наименование и протяженность вновь образуемых ВЛ и КЛ;
- акты выбора и согласования трассы ВЛ и КЛ с заинтересованными организациями.

3.3 По результатам первого этапа определить на основе укрупнённых показателей ориентировочную стоимость объекта.

3.4 Материалы по ПС и ВЛ(КЛ) с пояснительной запиской представить в АО «ЛОЭСК» для последующего рассмотрения и согласования с Ленинградским ПМЭС, профильными структурными подразделениями ПАО «Ленэнерго», ОАО «СО ЕЭС» и утверждения руководством ОАО «ФСК ЕЭС».

Материалы должны быть выполнены в объеме, достаточном для использования их в качестве исходных данных ко II этапу проектирования.

**2 этап:** Разработка проектной документации, согласование и прохождение экспертизы.

3.5 Для ПС-110 кВ «Высоцкая» определить и выполнить:

- принципиальную электрическую схему подстанции с пояснительной запиской, при наличии принятых Заказчиком решений по типам оборудования – главную электрическую схему;
- вариант площадки, компоновку, генеральный план;
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- строительные решения на основе современных строительных технологий;
- технические требования к оборудованию (силовые трансформаторы, ОРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ, РЗА и тд.);
- решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений, в том числе при неполнофазных режимах, и высокочастотных коммутационных перенапряжений;
- расчет возможности возникновения феррорезонанса и разработку мероприятий по его предотвращению в соответствии с требованиями МУ 34-70-163-87 (СО 153-34.20.517) «Методические указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения»;
- схемные и технические решения по ограничению токов короткого замыкания;
- необходимость и возможность расширения ПС-110 кВ «Высоцкая» в перспективе;
- решение по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН): схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников питания СН; требуемая мощность источников СН;

- решения по инженерным системам (противопожарным, водоснабжению и тд.);
  - прочие разделы проектно-сметной документации по СНиП 11-01-95.
- 3.6 Для ВЛ-110 кВ и КЛ-110 кВ(временная) от ПС-110 кВ «Высоцкая» до врезки в ВЛ-110 кВ ПС №513 - ПС «Выборгская» определить и выполнить:
- характеристики пропускной способности ЛЭП (ВЛ и КЛ); (учитывая нормированную плотность тока);
  - протяженность и вариант прохождения ЛЭП;
  - конструкцию фазы и тросов;
  - линейную изоляцию;
  - тип опор и фундаментов, схему заходов и подключения ВЛ к ПС;
  - открытый переходной пункт(ОПП);
  - тип концевых кабельных муфт, ОПН;
  - тип ячеякового портала и опор под установку концевых кабельных муфт и ОПН;
  - ограждение ОПП;
  - прокладку и монтаж КЛ;
  - схему заходов и подключения КЛ к ПС;
  - защиту от грозовых и внутренних перенапряжений;
  - средства и мероприятия по снижению потерь на корону и уровня радиопомех до установленных норм;
  - необходимость и расстановку СКРМ;
  - средства снижения ветровой вибрации;
  - прочие разделы проектно-сметной документации по СНиП 11-01-95.

**3 этап:** Разработка рабочей документации.

3.7. В объеме, достаточном для выполнения строительно-монтажных работ.

**4. Требования по вариантной и конкурсной разработке:** не требуется.

**5. Особые условия строительства:**

Определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

**6. Основные технико-экономические показатели Объекта:**

Для ПС-110 кВ «Высоцкая» с заходами

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	110/10/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ПС - открытая РУ-110 кВ – ОРУ РУ-10 кВ - ЗРУ
Тип схемы каждого РУ	1. РУ 110 кВ по схеме №110-9 - «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (с пятью выключателями 110 кВ с возможностью расширения распреедустройства 110 кВ на блочно-модульных конструкциях 2.ЗРУ-10/10 кВ – 2 <sup>х</sup> секционированная система шин (4 секции 10 кВ)
Указание о выделении очередей строительства и пусковых комплексов, их состав. Указание по перспективному расширению.	РУ-110 кВ – две ВЛ: 1 этап. Врезка 2 (двумя) отпайками, одна из них кабельная, в ВЛ 110 кВ ОАО «РПК-Высоцк «Лукойл II» направлением ПС №513 - ПС «Выборгская» (место врезки определить проектом).  Вторая ВЛ-110 кВ по существующей по 1 этапу 1 (одной) отпайкой в ВЛ 110 кВ ОАО «РПК-Высоцк «Лукойл II» направлением ПС №513 - ПС «Выборгская» (2 кабельная отпайка выводится из работы и демонтируется)  РУ-10/10 кВ – определить проектом
Количество резервных ячеек по каждому РУ	Определяется проектом с учетом развития электрической сети в районе сооружения ПС

Количество и мощность силовых трансформаторов (Т) и автотрансформаторов (АТ)	2 x Т-25 МВА/110/10/10 кВ
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Определяется проектом
Возможность расширения	Да
Прочие особенности ПС, включая: -требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР); -требования к охране объекта; -и тд. (с уточнением в проекте).	Выездной персонал, сплошная ограда, периметральная сигнализация, противопожарная сигнализация, противоподокопная сетка, видеонаблюдение. ПС должна управляться из центра диспетчерского управления АО «ЛОЭСК» в г. Выборг.

Присвоить и согласовать с АО «ЛОЭСК», ПАО «Ленэнерго», филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада диспетчерские наименования ВЛ-110 кВ:

Для ВЛ-110 кВ и временной КЛ-110 кВ от ПС-110 кВ «Высоцкая» до врезки в ВЛ-110 кВ ПС №513 - ПС «Выборгская» (для КЛ-110 кВ через ОПП);

Для захода ВЛ-110 кВ и временного захода КЛ-110 кВ

Показатель	Значение
Передаваемая мощность	19 МВт
Количество цепей	Два одноцепных захода: воздушный и кабельный
Номинальное напряжение	110 кВ
Длина заходов	Определяется проектом
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определяется проектом
Число часов использования максимума нагрузки	Определяется с учетом развития региона
Прочие особенности ВЛ, включая рекомендации по типу опор и изоляции	Конструкцию фаз заходов для ВЛ выполнить аналогично существующей на ВЛ-110 кВ ПС «Выборгская» - ПС №513 Конструкцию фаз заходов для КЛ выполнить через открытый переходной пункт (ОПП) ВЛ-КЛ. Строительство заходов ВЛ и КЛ определить от поворотных анкерных опор существующих ВЛ, ближайших к ПС-110 кВ №548.

#### 7. Требования к узлам учета:

7.1 Выполнить согласно отдельного технического задания ООО «Энергоконтроль»;

7.2 Согласовать проект с ООО «Энергоконтроль», АО «ЛОЭСК».

#### 8. Требования к телемеханике:

8.1 Общие требования к системе.

Устройства телемеханики должны соответствовать ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия».

В существующий ОИУК производится интеграция нового КП с соответствующим изменением мнемокадра, привязке сигналов, параметризации базы данных ОИУК, настройке каналов связи, протоколов передачи данных и последующей пуско-наладкой системы телемеханики с внесенными изменениями.

8.2 Технические решения.

При разработке технических решений предусмотреть:

- организацию каналов связи для передачи информации по трем направлениям:

1. ПАО «Ленэнерго»;
2. ДЦ филиала ОАО «СО ЕЭС» «Ленинградское РДУ»;
3. ДП филиала АО «ЛОЭСК» «Выборгские горэлектросети».

- не менее 2 (двух) каналов связи (основного и резервного);

- Не допускается использовать канал связи по стандартам GSM;

- обмен данных телеметрии организовать в соответствии со стандартом протокола МЭК 60870-5-104;

- скорость передачи данных каждого канала связи не менее 128 Кбит/с – для проводного канала связи, не менее 64 кбит/с – для радиоканала связи;
- на время работы в устройствах телемеханики возможность создания видимого разрыва в цепях телеуправления (ТУ), гарантированную блокировку ТУ на всем объекте;
- возможность наращивания информационного объема о состоянии объекта при дальнейшем расширении;
- установку внешнего источника астрономического времени, синхронизацию встроенного источника времени с точностью не хуже 1 мс и привязку событий к меткам времени с точностью не хуже 1 мс;
- самодиагностику функционально важных узлов, каналов связи и сигнализацию неисправностей;
- возможность оперативного изменения настроек (перечень сигналов, протокол передачи, скорость передачи) в ходе эксплуатации;
- в составе системы телемеханики специальные средства для калибровки измерительных каналов телемеханики и модулей (цифровых измерительных преобразователей) на объекте, переносной АРМ телемеханика с установленным программным обеспечением, позволяющим проводить техническое обслуживание системы телемеханики;
- в тракте телеинформации многофункциональные измерительные преобразователи (МИП) с классом точности не хуже 0,5, поддержкой протоколов с метками времени, возможностью привязки телеизмерений к меткам времени, МИП подключаемые к ядрам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5;
- возможность построения схемы опроса всех измерителей в системе за время не более 1 сек.;
- вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;
- разграничение пользователей и их прав (на АРМ диспетчера);
- автономное резервное питание КП не менее 2 часов.

Состав и точное количество оборудования определяется проектом.

Перечень сигналов, собираемых системой ТМ, представить в виде таблицы, которая должна содержать перечень сигналов ТС, ТИ, ТУ с обязательным обозначением следующих параметров:

Для ТС

- № п/п
- Обозначение сигнала
- Источник сигнала
- Диспетчерское название параметров
- Напряжение распр. устройства (кВ)
- Присоединение, секция/система шин
- Тип параметра
- Нормальное положение (замкнут/разомкнут)
- Примечания

Для ТИ дополнительно

- единицы измерений
- пределы измерений (нижний и верхний)
- измерительный трансформатор
- адрес передачи сигнала

Для ТУ аналогично ТС, за исключением «нормального положения».

На структурной схеме ТМ указывается общее количество сигналов по группам: ТС, ТИ, ТУ.

### 8.3 Основные требования к порядку выполнения проектных работ.

Проектная документация согласовывается с профильным подразделением ЦА АО «ЛОЭСК» и утверждается главными инженерами ЦА АО «ЛОЭСК» и филиала АО «ЛОЭСК» «Выборгские горэлектросети».

По окончании проектных работ Исполнитель передает Заказчику комплект документации:

- комплект проектной документации, выполненный на бумажных и электронных носителях в 2 (двух) экземплярах;
- сертификаты соответствия нормативным документам на оборудование и комплектующее, применяемые в системе телемеханики;
- свидетельство о допуске к работам в области подготовки проектной документации.

#### 8.4 Требования к надежности и безопасности системы телемеханики.

Система телемеханики должна функционировать в штатном режиме 24 часа в сутки, 7 дней в неделю.

Срок эксплуатации системы не менее 10 лет.

Контроль работоспособности и диагностика технических и программных средств системы должны выполняться обслуживающим персоналом в соответствии с установленным регламентом технического обслуживания.

Устанавливаемое оборудование должно отвечать требованиям по электробезопасности и пожарной безопасности в соответствии с действующим законодательством РФ.

Применяемое оборудование, его расположение и условия эксплуатации должны отвечать требованиям действующего законодательства РФ, «Санитарных правил и норм», «Правил охраны труда», ГОСТам и т.д.

#### 8.5 Требования к размещению и условиям эксплуатации системы телемеханики.

Место размещения шкафов телемеханики в подстанции должно быть согласовано с главным инженером филиала АО «ЛОЭСК» «Выборгские горэлектросети». Условия эксплуатации шкафов телемеханики – в соответствии с видом климатического исполнения и категории размещения согласно ГОСТ 15150-69 с уточнением климатических факторов по ГОСТ 16350-80 для условий Ленинградской области. Степень защиты шкафов телемеханики должна быть не ниже IP54 по ГОСТ 14254-96. Вид системы заземления по ГОСТ Р50571.2-94 – TN-C.

В результате выполнения работ должна быть спроектирована система телемеханики для энергообъектов, состоящей из программно-аппаратного комплекса контролируемого пункта (КП) и диспетчерского пункта (ДП) на ПС 110/10 кВ «Высоцкая» филиала АО «ЛОЭСК» «Выборгские горэлектросети».

### 9. Требования к РЗА:

9.1 Выполнить технические решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателями (АУВ) проектируемой ПС и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств. Проектирование устройств РЗА электростанции, прилегающей сети 110кВ выполнить в соответствии с действующими нормативно - техническими документами и РД РФ (ПУЭ - действующее издание, ПТЭ электрических станций и сетей - действующее издание и т.д.). Релейную защиту и автоматику выполнить в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ». Оперативный ток на ПС 110кВ «Высоцкая» выполнить постоянным.

9.2 Для ЛЭП 110кВ предусмотреть по два комплекта основных быстродействующих защит, выполненных с применением МП устройств РЗА НПО «ЭКРА». Тип терминалов основных защит согласовать с существующими защитами линий 110кВ. Функции АУВ, АПВ, УРОВ каждого выключателя, реализовать с помощью отдельных терминалов производства НПП «ЭКРА».

9.3 Для защиты силовых трансформаторов предусмотреть комплект дифференциальной защиты трансформатора, комплект резервных токовых защит и управления выключателем на базе терминалов НПП «ЭКРА». Для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой применить МП устройство типа 2-РН, производства ЗАО «Радиус автоматика», цепи напряжения подключить к трансформаторам напряжения, установленным до выключателя ввода на секцию 10кВ.

9.4 Защиту и автоматику присоединений 10кВ, выполнить с применением МП терминалов БМРЗ-152-Д производства НТЦ «Механотроника», с функциями МТЗ, УРОВ, логической защиты шин, АПВ, АВР, ВНР. Предусмотреть МП устройство АЧР типа, БМРЗ-152-Д-ТН с воздействием на отключение присоединений 10кВ.

9.5 Для защиты от дуговых замыканий, предусмотреть оптоволоконную защиту типа «ОВОД-М», производства «ПРОЭЛ». Предусмотреть цифровой регистратор аварийных процессов, производства ООО «ПАРМА».

Для проверки цифровых устройств РЗА предусмотреть приобретение переносного персонального компьютера и испытательного прибора «Ретом-21», с комплектом проводов.

Управление коммутационными аппаратами выполнить с применением МП терминалов и сохранением дублирования от ключей управления мнемосхемы со щита управления в ОПУ.

Устройства РЗА оборудования 110кВ разместить в релейных шкафах в ОПУ, устройства РЗА оборудования 10кВ разместить в ячейках РУ-10кВ.

На стадии ОТР привести сравнительную таблицу использования защит линий 110 кВ цифровых терминалов производства «ЭКРА», «Siemens», или альтернативные. Окончательный выбор согласовать с заказчиком (АО «ЛОЭСК»).

Предусмотреть защиту ошиновки 110кВ ПС 110кВ «Высоцкая» на базе терминала «БМРЗ-ДЗШ» производства НТЦ «Механотроника».

Предусмотреть стационарное устройство для определения места однофазного замыкания в сети 10кВ отходящих линий на базе терминала «Сириус-ОЗЗ» производства ЗАО «Радиус автоматика».

Электромагнитную блокировку реализовать на базе терминала «Сириус-2ВБ» ЗАО «Радиус автоматика».

Проектом предусмотреть объединение терминалов защит ПС 110/10кВ в локальную сеть и организовать АРМ РЗА с переносным персональным компьютером. Организовать возможность передачи данных на верхний уровень.

В проекте для отходящих линий 10 кВ предусмотреть трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками класса точности не хуже 0,5S/0,5/10P и трансформаторы напряжения с тремя вторичными обмотками класса точности не хуже 0,5/0,5/3P.

При определении проектом необходимости производства работ на объектах принадлежащих филиалу ОАО «РЖД», ОАО РПК-Высоцк «Лукойл-П», ПАО «Ленэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», выделить данные работы в отдельные тома, со всеми необходимыми разделами, в том числе пояснительными записками и сметными расчетами. Сметные расчеты выполнить с выделением стоимости проектирования, стоимости СМР, стоимости оборудования, материалов и стоимости прочих затрат по смете.

Должны быть произведены расчеты токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) и сделаны выводы о необходимости компенсации реактивной мощности при ОЗЗ в сети 10кВ.

9.6 Выполнить проектирование:

- Принципиальных схем устройств РЗА,
- Расчет уставок устройств РЗА на ПС 110/10кВ «Высоцкая», а также смежных элементах (ПС 110кВ №548, ПС 110кВ №513, ПС 110кВ «Попово»);
- Схем размещения устройств РЗА;
- Схем организации цепей переменного напряжения и оперативного тока на проектируемом объекте.
- Структурно-функциональных схем устройств РЗА с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС.

- Решения по регистрации аварийных событий (РАС) с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в т.ч.:
  - вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
  - частота обработки;
  - условия пуска (для обеспечения функции РАС);
- Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА проектируемой ПС и противоположных концов, обеспечивающих их нормальную работу.

9.7 Расчет уставок должны включать в себя следующие разделы:

- Исходные данные с указанием источников информации;
- Расчеты токов короткого замыкания;
- Выбор уставок со схемами, картами селективности, таблицами переключающих устройств, таблицами режимов при наличии нескольких групп уставок, алгоритмами выполнения функций логической селективности, таблицами устройств сигнализации.
- Результаты расчетов, включающие окончательно выбранные характеристики, уставки и данные для регулирования, программирования терминалов;
- Схема сети с условными обозначениями типов УРЗА и указанием выбранных уставок. В характерных точках рассчитываемой сети должны быть указаны значения токов КЗ.

9.8 Уставки защит ПС 110кВ «Высоцкая» должны быть согласованы с защитами присоединений 110 кВ прилегающей сети. В случае необходимости, отразить в проекте данные по дополнению защит присоединений 110кВ, либо по необходимости дополнительных настроек этих защит.

Состав проектируемых защит согласовать на стадии ОТР.

Перечень дополнительных функций РЗА каждого защищаемого элемента (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, должен быть определен и рассчитан на основании выводов комплексных расчетов устройств РЗА для различных режимов работы.

#### 10. Требования к организации связи:

- 10.1 Согласовать проект с АО «ЛЮЭСК», ПАО «Ленэнерго»;
- 10.2 Разработать схему организации основных и резервных каналов диспетчерской и технологической связи, передачи телеинформации АИИС КУЭ, РЗА с ПС 110 кВ «Высоцкая»;
- 10.3 Предусмотреть основное, резервное каналобразующее оборудование связи и оборудование для маршрутизации данных: аналогичное Cisco CGS 2520 и Cisco CGR 2010;
- 10.4 Между ПС 110 кВ «Высоцкая» и ДП Ленинградское РДУ должно быть организовано два физических канала: основной и резервный. Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный каналы должны быть организованы с использованием разных узлов доступа к транспортной сети ОАО «СО ЕЭС» и на всем протяжении должны проходить по географически разнесенным трассам;
- 10.5 Предусмотреть диспетчерское оборудование системы связи (УПАТС), со встроенной системой записи разговоров, поддержкой 3-х цветного BLF;
- 10.6 Для передачи данных оперативно-технологической информации предусмотреть оборудование аналогичное Cisco CGS 2520 и Cisco CGR 2010 объединяющее трафик Ethernet на узлах ОАО «ТГК-1» и УЕССЕ № 1;
- 10.7 Трафик основного и резервного каналов в направлении Ленинградского РДУ должен направляться на разнесенные узлы доступа транспортной сети Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, а именно:
  - Узел доступа ОАО «ТГК-1». Адрес узла: С-Пб, ул. Новгородская, д. 9-11, ТЭЦ-2 филиал «Невский» ОАО «ТГК-1»;



- Узел доступа ЕТССЭ №1. Адрес узла: С-Пб, ул. Курчатова, д.1, филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Ленинградское ПМЭС;

- 10.8 Организовать вводы питания от щита собственных нужд и щита постоянного тока;
- 10.9 Предусмотреть систему гарантированного электропитания, обеспечивающую работоспособность аппаратуры связи не менее 6 часов при отсутствии питания в сети переменного тока 220 В;
- 10.10 Организовать основной и резервный каналы передачи данных стандарта Ethernet не менее 10 Мбит/с в сторону ДП АО «ЛОЭСК»;
- 10.11 Схему связи с учетом резервирования согласовать с сектором связи АО «ЛОЭСК»;

## **11. Требования к установке автоматизированной системы коммерческого и технического учета электроэнергии:**

### **1. Общие положения:**

1.1. Создание автоматизированной системы коммерческого и технического учета электроэнергии (далее – АСКиТУЭ) на организацию автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии по объекту: «ПС110/10 «Высоцкая» (далее – ПС) и питающих его трансформаторных подстанциях АО «ЛОЭСК» (далее – ТП) проводится на основе настоящего технического задания (далее – ТЗ), в соответствии с требованиями которого разрабатывается технический/технорабочий проект (далее – ТРП);

1.2. Разработка ТРП, монтаж и наладка АСКиТУЭ выполняются специализированными организациями в соответствии с требованиями действующих нормативных документов в области учета электроэнергии (мощности), единой системы конструкторской документации (далее – ЕСКД), ПУЭ;

1.3. После выполнения монтажных и наладочных работ АСКиТУЭ предъявляется организацией – подрядчиком (далее – Подрядчик) для приемки в опытную и постоянную эксплуатацию в составе электроустановки в порядке, установленном АО «ЛОЭСК»;

### **2. Требования к ТРП на АСКиТУЭ:**

2.1. ТРП должен быть выполнен в соответствии с требованиями настоящего ТЗ в виде отдельного документа или в виде составной части технического проекта на создание, реконструкцию, капитальный ремонт электроустановки.

2.2. ТРП должен содержать следующие документы:

2.2.1. Пояснительную записку с разделами:

- общие требования;
- обоснование технических решений по созданию АСКиТУЭ;
- метрологическое обеспечение;
- обеспечение защиты АСКиТУЭ от несанкционированного допуска к данным, токов короткого замыкания и перегрузки;
- расчет потерь электроэнергии (при установке измерительных комплексов не на границе балансовой принадлежности электрических сетей);
- показатели надежности АСКиТУЭ;
- организация эксплуатации и обслуживания АСКиТУЭ;
- порядок и сроки реализации проектных решений.

2.2.2. Рабочую документацию в составе:

- структурная схема АСКиТУЭ;
- однолинейная принципиальная электрическая схема внешних присоединений и коммерческого учета с указанием всех компонентов АСКиТУЭ;
- спецификация к однолинейной принципиальной электрической схеме присоединений и коммерческого учета;
- схема соединения внешних проводок (при необходимости);

2.2.3. Эксплуатационная документация (далее - ЭД) в составе:

- паспорта (формуляры) на счетчики электроэнергии, трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), элементы каналообразующей аппаратуры (преобразователи интерфейсов, модемы, и т.д.);

- руководства по эксплуатации на все компоненты АСКиТУЭ и программное обеспечение для обмена данными со счетчиками;

2.3. ТРП согласовывается в следующем порядке:

- проектная организация;

- АО «ЛОЭСК»;

- ООО «Энергоконтроль».

2.4. ТРП предоставляется на рассмотрение в двух экземплярах на бумажном носителе и один экземпляр в электронном виде, записанный на CD – ROM с опцией запрета дополнительной записи (информация должна быть представлена в формате MS Office или PDF файл), причем CD и один экземпляр на бумажном носителе остаются в архиве ООО «Энергоконтроль»;

3. Технические требования к АСКиТУЭ и ее компонентам

3.1. Размещение измерительных комплексов (далее - ИК), входящих в состав АСКиТУЭ должно быть выполнено в соответствии с требованиями Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), а также требованиями «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии» (введены постановлением правительства РФ от 04.05.2012г. №442), в том числе:

3.1.1. ИК учета потребления электроэнергии ПС – на границах балансовой принадлежности электрических сетей.

3.1.2. ИК учета транзита электроэнергии через сети АО «ЛОЭСК».

3.1.3. ИК на отходящих линиях 10 кВ в РУ-10 кВ ПС.

3.1.4. ИК учета потребления электроэнергии на собственные нужды ПС.

3.1.5. При размещении ИК электроэнергии не на границах балансовой принадлежности электрических сетей в ТРП должен быть выполнен расчет потерь электроэнергии от места установки ИК до границы балансовой принадлежности.

3.2. Размещение иных компонентов АСКиТУЭ (преобразователей интерфейсов, модемов и др.) выполняется в соответствии с требованиями предприятий – изготовителей, изложенными в соответствующей технической документации.

3.3. Все компоненты АСКиТУЭ должны иметь действующие сертификаты по безопасности.

Все измерительные элементы (измерительные трансформаторы, счетчики электроэнергии) должны быть внесены в Госреестр средств измерений (далее - СИ) РФ и иметь действующие свидетельства о поверке. Время, прошедшее с момента последней поверки до установки СИ, не должно превышать 12 месяцев.

3.4. В АСКиТУЭ для обеспечения технического учета электроэнергии в ИК должны применяться:

3.4.1. Многофункциональные трехфазные электронные счетчики электроэнергии, отвечающие следующим требованиям:

- класс точности не хуже 0,5S;

- обеспечивать измерение и хранение в энергонезависимой памяти активной и реактивной энергии нарастающим итогом в многотарифном режиме (не менее четырех тарифных зон);

- обеспечивать вычисление усредненной мощности за часовые (получасовые) интервалы времени (при необходимости измерять усредненную мощность за более короткие интервалы времени) в многотарифном режиме с возможностью хранения данных на глубину не менее 90 суток (для часовых интервалов);

- для точек учета, где возможны перетоки электроэнергии, счетчики должны обеспечивать учет активной и реактивной электроэнергии в обоих направлениях;
- формировать и хранить в «журнале событий» не менее 20 сообщений по фактам включения/выключения каждой фазы напряжения питания, изменения данных и параметров счетчика с указанием даты и времени наступления каждого события;
- иметь точность хода встроенных часов не хуже  $\pm 1\text{с/сутки}$ , обеспечивать возможность дистанционной (через цифровой интерфейс) коррекции и установки даты и времени часов и календаря, тарифного расписания, коэффициентов трансформации;
- иметь аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа к хранящимся данным и параметрам;
- иметь автоматическую самодиагностику;
- иметь возможность измерения и хранения в энергонезависимой памяти на глубину не менее 65 суток показателей качества электроэнергии (далее - ПКЭ), характеризующих отклонение, несимметрию и несинусоидальность напряжения;
- измерять и по запросу с ЦСОИ обеспечивать дистанционную выдачу параметров электрической сети (величин фазных напряжений и токов, полной активной и реактивной мощности, коэффициентов мощности);
- обеспечивать свою работоспособность и допустимую относительную погрешность измерения электроэнергии для рабочих условий эксплуатации;
- обеспечивать по запросу с ЦСОИ передачу через цифровой интерфейс всего массива данных, хранящихся в энергонезависимой памяти.

3.4.2. В качестве оборудования связи (каналообразующей аппаратуры) для ИК, установленных в ПС 110/10 кВ должны применяться контроллеры, поддерживающие режим GPRS в сети GSM-сотовой связи, а также протоколы обмена информацией, принятые для ЦСОИ АО «ЛОЭСК» и ООО «Энергоконтроль» - «Пирамида 2000. Розничный рынок»;

3.5. Используемые в АСКИТУЭ счетчики должны поддерживать протоколы обмена информацией, принятые для ЦСОИ АО «ЛОЭСК» и ООО «Энергоконтроль» - «Пирамида 2000. Розничный рынок» и соответствовать ГОСТ 31819.22-2012 (для счетчиков класса 0,5S) и ГОСТ 31819.21-2012 (для счетчиков класса 1,0).

3.6. Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) АСКИТУЭ должна обеспечить поддержание времени всех компонентов системы, имеющих встроенные часы, (счетчиков, КЦ) по отношению к астрономическому с точностью не более  $\pm 5\text{ с/сутки}$ .

3.7. ТТ и ТН, применяемые для подключения счетчиков электроэнергии, должны отвечать следующим требованиям:

- класс точности ТТ и ТН должен быть не более 0,5, для присоединенной нагрузки мощностью более 670 кВт устанавливаются ТТ с классом точности не хуже 0,5S;
- в электрических цепях с заземленной нейтралью ТТ необходимо устанавливать во всех трех фазах и подключать к ним трехфазные трехэлементные счетчики, применение промежуточных ТТ не допускается;
- нагрузка вторичных обмоток ТТ и ТН, к которым подключены счетчики, должна находиться в области допустимых значений по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001 соответственно;
- ТТ, устанавливаемые в сетях с напряжением более 1000 В, должны обеспечивать термическую стойкость и электродинамическую устойчивость;
- сечение и длина проводов в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться с таким расчетом, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от ТН класса точности 0,5;

- коэффициент трансформации ТТ должен соответствовать максимальной и минимальной рабочей нагрузке согласно типовых суточных графиков нагрузки годового максимума/минимума (зима/лето), при этом применение ТТ с завышенным коэффициентом трансформации допускается только при соблюдении требований п. 1.5.17 ПУЭ.

3.8. Для передачи данных на ЦСОИ АО «ЛОЭСК» и/или ООО «Энергоконтроль» должна применяться каналобразующая аппаратура, обеспечивающая передачу данных со скоростью не менее 9600 бит/с при коэффициенте надежности канала связи 0,95. Для всех типов применяемого оборудования связи, должна быть обеспечена поддержка режима GPRS.

3.9. Для передачи данных на ЦСОИ АО «ЛОЭСК» и/или ООО «Энергоконтроль» должна быть обеспечена возможность передачи данных по двум независимым каналам связи (или о двух различных операторов GSM/GPRS связи).

3.10. Должно быть предусмотрено техническое решение для АО «ЛОЭСК» и ООО «Энергоконтроль» по автономному считыванию данных со счетчиков электроэнергии и их параметрированию при отказе ЦСОИ или каналобразующей аппаратуры;

4. Требования к содержанию разделов ТРП, рабочей документации

4.1. В соответствующих разделах ТРП должны быть проведен анализ, выполнены расчеты, содержаться информация:

- анализ величин, характера нагрузки и диапазона ее изменения по каждой точке учета электроэнергии;
- величины диапазона изменения основных величин, влияющих на точность измерения электроэнергии – напряжения, частоты электрической сети, температуры окружающей среды и др.;
- по определению характера и величины нагрузок электроустановки с выделением из них транзитных нагрузок;
- по выбору измерительных трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения, проверки их нагрузочной способности и стойкости;
- пределов относительной погрешности измерения электроэнергии для каждого измерительного комплекса в рабочих условиях эксплуатации;
- значений показателей надежности АСКИТУЭ;
- организация текущей эксплуатации АСКИТУЭ.

4.2. После проведения монтажных и наладочных работ Подрядчик по согласованию с АО «ЛОЭСК» организует проведение опытной эксплуатации АСКИТУЭ;

5. Порядок и сроки согласования технической документации, установки АСКИ-ТУЭ

5.1. Сроки согласования документов (или выдачи мотивированного заключения об отказе в согласовании) с момента их поступления в АО «ЛОЭСК» составляют не более 20 календарных дней с момента их поступления.

5.2. Срок действия настоящего ТЗ составляет не более 2-х лет с момента его выдачи;

**12. Требования к технологии:** в соответствии с нормативными документами (ГОСТ, СНиП, ПУЭ) и Технической политикой АО «ЛОЭСК».

**13. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий:** в соответствии с действующими нормами и правилами.

**14. Требования к режиму безопасности и гигиене труда:** в соответствии с действующими нормами и правилами.

**15. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по ГО и мероприятий по предупреждению ЧС:** в соответствии с действующими нормами и правилами.

16. Требования к согласованию проекта: согласование с АО «ЛОЭСК», уполномоченными государственными органами (в т.ч. прохождение государственной экспертизы проектной документации), организациями, заинтересованными лицами
17. Исходные данные для проектирования, предоставляемые Заказчиком: Технические условия на присоединение.
18. Организация-Заказчик: АО «ЛОЭСК».
19. Организация-Подрядчик: \_\_\_\_\_.
20. Проектно-сметная документация передается Заказчику в 4 (четырёх) экземплярах – на бумажном носителе и 1 (один) экземпляр – в электронном виде (AutoCad). Документация должна содержать сведения о Подрядчике. В случае выполнения работ привлеченными силами (субподрядчиками), Подрядчик вправе дополнительно указывать сведения о привлеченных лицах (субподрядчиках). Разработанная Проектно-сметная документация и результаты инженерных изысканий являются собственностью Заказчика.
21. Сроки выполнения работ: в соответствии с Графиком выполнения работ (Приложение № 3).



СОГЛАСОВАНО:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству  
АО «ЛОЭСК»



А.Т. Фистюлева

**ЗАДАНИЕ на проведение работ по получению разрешительной документации<sup>1</sup>**  
по Объекту строительства: «ПС-110/10 кВ «Высоцкая» с заходами ВЛ-110 кВ в  
Выборгском районе ЛО»

1. **Основание для проведения работ:** текущая программа производственной деятельности (инвестиционная программа) АО «ЛОЭСК».
2. **Цель работы:** получение разрешений и согласований, необходимых для выполнения работ по Объекту.
3. **Требования по вариантной и конкурсной разработке:** не требуется.
4. **Особые условия проведения работ:**
  - *выполнение топографической съёмки земельного участка. Горизонтальная и вертикальная съёмка территории в масштабе 1:500. Съёмка наземных и подземных сооружений, инженерных коммуникаций. Составление совмещённого плана. Составление технического отчета и регистрация его в ГАУ «Управление государственной экспертизы Ленинградской области»;*
  - *передача копий материалов выполненных работ по топографической съёмке в Фонд инженерных изысканий Ленинградской области, а также в органы архитектуры муниципального образования в соответствии с требованиями ст.47, ст.49 Градостроительного кодекса РФ;*
  - **в случае размещения Объекта или части Объекта на землях или земельных участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности:**
    - *подготовка схемы расположения земельного участка на кадастровом плане территории, получение от имени заказчика Решения органов местного самоуправления о предварительном предоставлении земельного участка;*
  - **в случае размещения Объекта или части Объекта на территории заявителя либо на земельном участке, принадлежащем на праве собственности или ином вещном праве другому лицу:**
    - *получение выписки из ГКН и ЕГРП на земельный участок, на котором планируется размещение объекта или части объекта; при наличии в полученных выписках сведений об обременении земельного участка залогом (ипотекой) – в течение 3 (трех) рабочих дней с момента их получения письменное уведомление Заказчика о наличии обременений, получение кадастрового плана территории кадастрового квартала, в котором расположен земельный участок;*
  - *межевание земельного участка под размещение Объекта и постановка на государственный кадастровый учет;*
  - **в случае размещения линейного Объекта:**
    - *подготовка проекта планировки и проекта межевания территории;*
  - **в случае размещения площадного Объекта:**

<sup>1</sup> Состав работ, выделенный курсивом, является примерным и подлежит корректировке при заключении Договора подряда



- получение от имени Заказчика градостроительного плана земельного участка с Постановлением об утверждении градостроительного плана;
- прохождение необходимых экспертиз в соответствии с нормами действующего законодательства;
  - в случае размещения Объекта или части Объекта на землях лесного фонда:
    - уведомление Заказчика о проектировании Объекта на землях лесного фонда;
    - получение проектной документации лесного участка;
    - проведение работ по межеванию и постановке на государственный кадастровый учет земельного участка лесного фонда;
    - заключение от имени Заказчика договора аренды лесного участка для строительства Объекта с Комитетом по природным ресурсам Ленинградской области;
    - получение ведомости материально-денежной оценки;
    - подготовка и согласование с Заказчиком проекта освоения лесов, обеспечение прохождения государственной экспертизы проекта освоения лесов в Комитете по природным ресурсам Ленинградской области;
    - подготовка и согласование с Комитетом по природным ресурсам Ленинградской области лесной декларации,
  - в случае размещения Объекта или части Объекта на землях или земельных участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности или на территории заявителя либо на земельном участке, принадлежащем на праве собственности или ином вещном праве другому лицу:
    - получение от имени Заказчика договора аренды земельного участка на период проведения строительно-монтажных работ.
- 5. Перечень материалов, передаваемых Заказчику:**
- технический отчет по выполненным инженерно-геодезическим изысканиям (в т.ч. топографический план масштаба 1:500 на бумажном и электронном носителе, зарегистрированный в ГАУ «Управление государственной экспертизы Ленинградской области» (на бумажном и электронном носителе в 1 (одном) экз.);
  - уведомление о передаче материалов топографической съемки в Фонд инженерных изысканий Ленинградской области и в органы архитектуры муниципального образования, с отметкой подтверждающей факт передачи;
  - схема расположения земельного участка на кадастровом плане территории, Решение о предварительном предоставлении земельного участка;
  - выписка из ГКН и ЕГРП на земельный участок, на котором планируется размещение объекта (в случае размещения Объекта на территории заявителя либо на земельном участке, принадлежащем на праве собственности или ином вещном праве другому лицу);
  - в случае размещения Объекта на территории заявителя либо на земельном участке, принадлежащем на праве собственности или ином вещном праве другому лицу, обремененным залогом (ипотекой):
    - уведомление Заказчика о наличии обременений земельного участка, кадастровый план территории кадастрового квартала, в котором расположен земельный участок;
  - в случае размещения линейного объекта:
    - проект планировки и проект межевания территории, утвержденный решением главы администрации;
  - кадастровый паспорт земельного участка (выписка из ГКН);
  - в случае размещения площадного Объекта:
    - градостроительный план земельного участка, Постановление об утверждении градостроительного плана;
  - положительное заключение экспертиз в соответствии с действующими нормами законодательства;

- **в случае размещения Объекта или части Объекта на землях лесного фонда:**
  - уведомление Заказчика о проектировании Объекта на землях лесного фонда;
  - проектная документация лесного участка;
  - кадастровая выписка земельного участка;
  - межевой план в бумажном и электронном виде;
  - договор аренды от имени Заказчика лесного участка под строительство, заключенного с Комитетом по природным ресурсам Ленинградской области;
  - ведомость материально-денежной оценки (МДО)
  - проект освоения лесов;
  - заключение Комитета по природным ресурсам Ленинградской области о прохождении проекта освоения лесов государственной экспертизы;
  - заключение от имени Заказчика договора аренды земельного участка на период *строительно-монтажных работ.*
- 6. **Организация-Заказчик:** АО «ЛОЭСК».
- 7. **Организация-Подрядчик:** \_\_\_\_\_.
- 8. **Перечень исходных данных, передаваемых Заказчиком Подрядчику по письменному запросу Подрядчика:** копии учредительных документов юридического лица, доверенность на проведение работ Подрядчиком.
- 9. **Разработанная разрешительная документация является собственностью Заказчика.**
- 10. **Сроки выполнения работ:** в соответствии с Графиком выполнения работ (Приложение № 3).