

СОГЛАСОВАНО:

_____ А.Т. Фистюлева



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

по Объекту строительства:

«ПС 110 кВ Императорская»

1. **Основание для проведения работ:**
 - 1.1. Инвестиционная программа АО «ЛЭОСК» 2018-2020 гг.
 - 1.2. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ленинградской области на 2018-2022 г.
 - 1.3. Договор между АО «ЛЭОСК» и ПАО «Ленэнерго» № ОД-25108-17/29913-Э-17 от 23.03.2018 г. об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям по индивидуальному проекту.
2. **Вид строительства:** новое строительство.
3. Перечень титулов, работ и программ, с которыми требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ТЗ:
 - Строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Императорская с заходами 110 кВ, для технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЛЭОСК» (РУ 110 кВ – 1 ячейка 110 кВ, ориентировочная протяженность заходов ВЛ 110 кВ 2х0,1 км) – титул ПАО «Ленэнерго».Во избежание дублирования работ (дублирования) при выполнении проектирования по объектам «ПС 110 кВ Императорская» и «Строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Императорская с заходами 110 кВ, для технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЛЭОСК» (РУ 110 кВ – 1 ячейка 110 кВ, ориентировочная протяженность заходов ВЛ 110 кВ 2х0,1 км)» материалы проектной документации при необходимости могут быть использованы в смежном титуле с разделением ПД по собственникам объекта.
4. **Стадийность проектирования:**
 - 4.1. **1 этап:** Основные технические решения (ОТР)
 - 4.1.1. По результату сопоставления различных вариантов строительства в рамках ОТР определить ориентировочную стоимость объекта на основе укрупненных показателей. В рамках ОТР определить исполнение ПС (закрытого/открытого типа).
 - 4.1.2. ОТР оформить в виде отдельных томов.
 - 4.1.3. Требования к согласованию ОТР: АО «ЛЭОСК», ПАО «Ленэнерго», Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» Ленинградское РДУ.
 - 4.1.4. Выполнить расчет электрических режимов сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 110 кВ Императорская, для нормальных, основных

ремонтных схем и послеаварийных режимов в указанных схемах, для зимних максимальных, летних максимальных и летних минимальных нагрузок в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 (пять) лет с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

- 4.1.5. Для верификации расчетной модели предоставить схему потокораспределения, выполненную на характерный час зимнего замерного дня.
- 4.1.6. Результаты контрольных измерений, дополнительная нагрузка с учетом АТП, заявок, договоров и отложенного спроса предоставляются по запросу и должны быть оформлены в виде приложений.
- 4.1.7. Длительно-допустимый ток ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, оборудования ячеек, ошинок и результаты расчетов должны быть сведены в единую таблицу, содержащую номера рисунков, иллюстрирующих расчет; значения превышающие длительно-допустимый ток должны быть выделены. Графическое представление результатов должно быть выполнено в цвете и содержать: значения перетоков в виде мощности и тока, уровни напряжений, диспетчерские наименования подстанций, секций, ЛЭП и (авто-)трансформаторов; значения превышающие длительно-допустимый ток должны быть выделены. Электрические параметры ветвей (R , X , B) или длины и марки проводов должны отображаться на отдельных от результатов расчета графических представлениях модели сети на год ввода и на перспективу. На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.
- 4.1.8. По результатам расчетов должны быть определены:
 - предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях;
 - нормальная схема сети и необходимость, места установки и логику работы АВР и противоаварийной автоматики;
 - необходимые виды, объемы и дискретность управляющих воздействий ПА для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.
- 4.1.9. В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.

- 4.1.10. Выполнить расчет уровней токов короткого замыкания (КЗ) на шинах 110 и 10 кВ ПС 110 кВ Императорская и в прилегающей сети 110 кВ и выше на год ввода объекта и пятилетнюю перспективу. Предусмотреть, в случае необходимости, мероприятия по ограничению токов к.з. Расчет токов к.з. должен содержать схему замещения, описания топологии сети, генерацию станций и заземления нейтралей трансформаторов.
- 4.1.11. Расчет вариантов увеличения трансформаторной мощности ПС 110 кВ Императорская с 2х16 МВА до 2х25 МВА с указанием перечня необходимых мероприятий по сети 110 кВ и выше.
- 4.1.12. По результату сопоставления различных вариантов строительства в рамках ОТР определить ориентировочную стоимость объекта на основе укрупненных показателей.
- 4.1.13. Сопоставить различные варианты (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства конструктивных и компоновочных решений ПС и ЛЭП) и на этой основе определить:
- А) Для ПС 110 кВ Императорская:
- 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 РУ-110 кВ;
 - параметры силового электрооборудования РУ-10 кВ;
 - решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ);
 - принципиальную схему собственных нужд;
 - необходимость и возможность расширения ПС 110 кВ Императорская в перспективе;
 - систему автоматического пожаротушения;
 - принципиальные решения по системам РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ и связи с указанием мест их размещения;
 - схему размещения ИТС по ТТ и ТН;
 - план заходов ЛЭП;
 - место размещения объекта, размер площадки.
- Б) Для строительства двух ЛЭП 110 кВ от врезки в ВЛ 110 кВ Гатчинская – Институт с отпайкой на ПС Промзона-1 (ВЛ 110 кВ Балтийская-2) до ПС 110 кВ Императорская, в соответствии с п.3, определить и выполнить:
- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов и т.д.);
 - пропускную способность сооружаемых ЛЭП 110 кВ;
 - план трассы ЛЭП 110 кВ;

- протяженность новых ЛЭП;
 - трассу ЛЭП согласовать с заинтересованными организациями;
 - тип провода;
 - схему захода и подключения к ПС;
 - защиту от грозовых и внутренних перенапряжений.
- 4.1.14. Выполнить расчетную проверку пригодности трансформаторов тока для работы в схемах РЗА.
- 4.1.15. Выполнить передачу команды телеотключения с запретом АПВ на противоположные концы соответствующей ЛЭП 110 кВ при действии УРОВ выключателей 110 кВ на ПС 110 Императорская.
- 4.1.16. Предусмотреть возможность перевода защит линий 110 кВ на трансформаторы тока ремонтной перемычки.
- 4.1.17. При наличии основной защиты с абсолютной селективностью и отпаечных ПС на линии 110 кВ проработать вопрос об исключении работы данной защиты при КЗ в силовом трансформаторе и за силовым трансформатором отпайки.
- 4.1.18. Для элегазового оборудования 110 кВ (трансформаторы тока, выключатели) должны быть учтены требования п.4 по решениям вопроса проектирования и эксплуатации элегазового оборудования Протокола технического совещания представителей ОАО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.09.2015 г.
- 4.1.19. Микропроцессорным устройства РЗА, устанавливаемым на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.
- 4.2. **2 этап:** Разработка проектной документации, согласование и прохождение экспертизы.
- 4.2.1. ПД выполнить на основании предварительно согласованных томов ОТР. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования ПАО «Ленэнерго» (филиалов ПАО «Ленэнерго»), Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ в полном (необходимом) объёме, собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.
- 4.2.2. Разработать комплекты ПД, в соответствии с п.3, применительно к отдельным этапам строительства ПС 110 кВ Императорская (1 этап – строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Императорская и врезка в ВЛ 110 кВ Балтийская-2; 2 этап – строительство ПС 110 кВ Императорская (силовые трансформаторы 110/10/10 кВ, РУ 10 кВ, ОПУ и пр.) в соответствии с ТУ к Договору между АО «ЛОЭСК» и ПАО «Ленэнерго» № ОД-25108-17/29913-Э-17 от 23.03.2018 г. с учетом требований п. 12.1 ст. 48 Градостроительного кодекса РФ.
- 4.2.3. Для ПС 110 кВ Императорская определить и выполнить:

- главную электрическую схему подстанции с пояснительной запиской, при наличии принятых Заказчиком решений по типам оборудования;
- 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, РУ-110 кВ, РУ-10 кВ, РЗА и т.д.);
- 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 Императорская в перспективе;
- решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН): схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников СН; требуемая мощность источников СН;
- учесть возможность присоединения нагрузок собственных нужд РУ-110 кВ ПС «Императорская», выполняемого ПАО «Ленэнерго» по титулу «Строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Императорская с заходами 110 кВ, для технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЛОЭСК» (РУ 110 кВ – 1 ячейка 110 кВ, ориентировочная протяженность заходов ВЛ 110 кВ 2х0,1 км)» с организацией коммерческого учета;
- решения по инженерным системам (противопожарным, водоснабжению и т.д.);
- решения по выбору вида оперативного тока, источников оперативного тока, схемы оперативного тока в нормальном режиме с указанием источников резервирования и схем резервирования; требуемая мощность источников оперативного тока;
- прочие разделы проектно-сметной документации в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации (ст. 48, 49) и Постановлениями Правительства Российской Федерации №87 от 16 февраля 2008 г. "Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию".

- 4.3. **3 этап:** Разработка рабочей документации в объеме, достаточном для выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ.
Рабочая документация должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.
- 4.4. Общие требования к разработке документации – при разработке ОТР, ПД, РД руководствоваться *Приложением №1 к настоящему техническому заданию*, а также основными нормативно-техническими документами (НТД), определяющими требования к проекту:
- Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
 - Постановление Правительства РФ № 1521 от 26.12.2014 г. «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
 - Градостроительный кодекс РФ;
 - Федеральный закон № 123 от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Федеральный закон № 384 от 30.12.2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
 - Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009.
 - Правила устройства электроустановок (ПУЭ), действующее издание.
 - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), действующее издание.
 - В части РУ-110 кВ:
 - Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (в части РУ-110 кВ).
 - Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса ПАО «Россети» от 08.07.2015 (в части РУ-110 кВ).
 - Распоряжение ПАО «Ленэнерго» от 16.10.2014 №251-Р «О повышении надежности систем оперативного постоянного тока на ПС ПАО «Ленэнерго» (в части РУ-110 кВ).
 - Информационное письмо СРЗА ЦУС ПАО «Ленэнерго» от 07.11.2016 №2016/1 (в части РУ-110 кВ).
- 4.5. Авторский надзор:
- 4.5.1. Осуществить проведение авторского надзора в соответствии с требованиями СП 246.1325800.2016 «Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений».
- 4.5.2. Стоимость услуг по проведению авторского надзора определяется на основании сметной документации, разработанной на стадии ПД, с заключением, при необходимости, дополнительного соглашения к договору подряда в случае изменения стоимости.

4.5.3. Авторский надзор (выезд на объект с подписанием необходимого комплекта документов) должен осуществляться не реже 1 раза в неделю.

4.5.4. При выявлении необходимости внесения корректировок в РД представители авторского надзора должны направить официальное письмо с соответствующим уведомлением и обоснованием в адрес ПАО «Ленэнерго» и/или АО «ЛОЭСК» (по принадлежности) для согласования и последующего внесения необходимых изменений в ранее утвержденную ПД и РД. В случае если ПАО «Ленэнерго» и/или АО «ЛОЭСК» (по принадлежности) не согласовывает соответствующие изменения, строительные-монтажные работы должны быть выполнены строго в соответствии с согласованной в установленном порядке РД.

5. **Требования по вариантной и конкурсной разработке:** на стадии ОТР.

6. **Особые условия строительства:** на территории населенной местности.

7. **Основные технико-экономические показатели объекта:** адрес: ПС 110 кВ Императорская (Ленинградская область, Гатчинский район, г. Гатчина, на пересечении ул. Чехова и Пушкинского шоссе, кад. № 47:25:0111013:502).

Показатель	Значение
Номинальное напряжение ПС	110/10/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	ПС - открытая РУ-110 кВ – определить проектом. РУ-10 кВ – ЗРУ
Тип схемы каждого РУ	1. В РУ 110 кВ предусмотреть: А) Установку одной ячейки с секционным выключателем 110 кВ в соответствии с п.3; Б) Установку двух ячеек с выключателями 110 кВ для присоединения двух силовых трансформаторов. 2. РУ 10/10 кВ предусмотреть: А) Схему №10(6)-2 - две, секционированные выключателями, системы шин (4 секции 10 кВ); Б) Ячейки с отходящими присоединениями – 6 шт. на каждую секцию 10 кВ. В) Вакуумные выключатели.
Указание о выделении очередей строительства и пусковых комплексов, их состав.	1. РУ-110 кВ. 2. РУ-10 кВ, Т1, Т2.
Количество и мощность тр-ров	С расщепленной обмоткой низкого напряжения 2х16 МВА, с возможностью замены на 2х25 МВА

Разрешенная потребляемая мощность	15 МВт
Тип провода на участках заходов ВЛ-110 кВ	уточнить проектом
Количество ЛЭП (в трассе)	2
Длина трассы общая	~ 0,4 км проработать варианты, уточнить проектом
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. Требования к защите объекта в соответствии с приложением №2 к настоящему ТЗ Управление ПС из центра диспетчерского управления АО «ЛОЭСК» (РУ-10 кВ, Т1, Т2). Пожарная сигнализация создается в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

Проектируемой подстанции присваивается следующее диспетчерское наименование: ПС 110 кВ Императорская.

В составе проектной и рабочей документации выполнить:

7.1. Выполнить предварительные изыскания, сопоставление различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства с ПС 110 кВ Императорская на этой основе определить:

Для ПС:

- принципиальную электрическую схему подстанции;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения;
- параметры силовых трансформаторов;
- решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ);

Для ВЛ 110 кВ:

- план заходов ЛЭП
- точки присоединения к сетям;
- основные технические решения;

7.2. Для ВЛ в соответствии с п.3 определить и выполнить (в необходимом объеме):

- характеристики пропускной способности ВЛ;
- протяженность и вариант прохождения трассы;
- тип провода;

- расчет и выбор сечения провода, необходимость транспозиции.

8. Требования к узлам учета:

- 8.1. Выполнить согласно отдельного технического задания ООО «Энергоконтроль».
- 8.2. Согласовать проект с ООО «Энергоконтроль», АО «ЛОЭСК».

9. Требования к телемеханике:

- 9.1. Устройства телемеханики должны соответствовать ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия».
- 9.2. Предусмотреть организацию передачи телеинформации в ЦУС ПАО «Ленэнерго», и в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ. При этом телеинформация в ЦУС ПАО «Ленэнерго» и в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, должна поступать по двум взаиморезервируемым каналам связи в протоколе ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 без преобразования бинарной информации протокола телемеханики аппаратно-программными средствами низшего уровня управления. Реализация протокола и организация обмена должна соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Объем передаваемой информации телемеханики в ЦУС ПАО «Ленэнерго» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ согласовать на стадии проектирования.
- 9.3. Для ДП филиала АО «ЛОЭСК» «Южные электросети» предусмотреть:
 - не менее 2 (двух) каналов связи (основного и резервного);
 - обмен данных телеметрии организовать в соответствии со стандартом протокола МЭК 60870-5-104;
 - скорость передачи данных каждого канала связи не менее 2 Мбит/с – для проводного канала связи, не менее 64 Кбит/с – для радиоканала связи;
 - не допускается использовать канал связи по стандартам GSM;
 - 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, 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 клеммам 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, МИП и модулей дискретных сигналов не менее 1 часа.

9.4. Состав и точное количество оборудования определяется проектом.

9.5. 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 распределительного 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.

9.6. Основные требования к порядку выполнения проектных работ.

По окончании проектных работ Исполнитель передает Заказчику комплект документации: сертификаты соответствия нормативным документам на оборудование и комплектующее, применяемые в системе телемеханики; свидетельство о допуске к работам в области подготовки проектной документации

9.7. Требования к надежности.

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

Система телемеханики должна быть полностью совместима с существующей системой ПТК ТОРАЗ.

9.8. Требования к безопасности.

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.

9.9. Требования к размещению и условиям эксплуатации системы телемеханики.

Место размещения шкафов телемеханики в подстанции должно быть согласовано с главным инженером филиала АО «ЛОЭСК» «Южные электросети». 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) филиала АО «ЛОЭСК» «Южные электросети».

9.10. В Диспетчерском пункте РЭС г. Гатчина филиала АО «ЛОЭСК» «Южные электросети», на базе автоматизированного рабочего места диспетчера, необходимо развернуть программно-аппаратный комплекс SCADA ТОРАЗ и интегрировать в него оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИУК) ПС-110кВ «Императорская».

Проектная документация согласовывается со службой ТМ ЦА АО «ЛОЭСК».

10. Требования к РЗА:

В проектной документации необходимо разработать:

10.1. Технические мероприятия для исключения ложных действий основных защит абсолютной селективностью транзитных ЛЭП 110 кВ при коротком замыкании в трансформаторе и за трансформатором 110 кВ отпаечных ПС, при этом необходимо рассмотреть возможность дальнего резервирования защит отпаечного трансформатора путем разрешения действия основных защит ЛЭП с выдержкой времени, достаточной для отстройки по времени от токовых защит отпаечного трансформатора, если чувствительность основных защит ЛЭП позволяет выявить КЗ внутри отпаечного трансформатора.

10.2. Решения по АЧР и ЧАПВ с воздействием на отключение фидеров. Предусмотреть технические средства ввода/вывода каждого фидера из-под действия АЧР или ЧАПВ. Питание цепей напряжения устройств АЧР выполнять, как правило, от ТН высшего напряжения ПС (110 или 35 кВ);

предусмотреть блокировку работы устройства АЧР при снижении частоты в результате «выбега» двигательной нагрузки.

- 10.3. Схему размещения устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики (ПА), определения мест повреждения (ОМП) на технологически связанных со строящейся (реконструируемой) ПС, объектах электроэнергетики (при необходимости). Схема должна быть согласована со всеми заинтересованными сторонами.
- 10.4. Совмещенную схему распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств РЗА, ПА, ОМП, РАС включая противоположные концы ЛЭП.
- 10.5. Схемы организации цепей переменного напряжения на ПС.
- 10.6. Схему организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов по географически разнесенным трассам.
- 10.7. Взаимодействие вновь устанавливаемых устройств РЗА и ПА с существующими на противоположных концах ЛЭП 110 кВ устройствами РЗА и ПА.
- 10.8. Структурно-функциональные схемы устройств РЗА и ПА 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 и ТМ. Для микропроцессорных устройств РЗА с «гибкой» логикой должны быть представлены схемы организации алгоритмов работы основных (защитных) и дополнительных (блокировочных) функций терминалов. При этом обозначение входов, выходов, внутренних функций, логических и временных элементов должно соответствовать обозначению устанавливаемого устройства РЗА.
- 10.9. Перечень всех функций РЗА и ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей (при наличии ремонтной перемычки 110 кВ предусмотреть возможность перевода защит линий на трансформаторы тока ремонтной перемычки).
- 10.10. Расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, в том числе обоснование:
 - необходимости подключения к трансформатору тока в линии (для ЛЭП с двумя выключателями) защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной);
 - требуемого количества ступеней резервных защит ЛЭП и трансформаторов, места их установки и направленности;
 - необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ЛЭП 110 кВ или на трансформаторах ПС с автономным оперативным током и токовыми цепями);
 - алгоритмов АПВ;

- принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит.
- 10.11. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов подключаемых устройств.
- 10.12. Решения по расположению типовых устройств РЗА в ОПУ.
- 10.13. Для регистрации аварийных процессов предусмотреть установку цифрового регистратора аварийных процессов на ПС 110 кВ Императорская с радиомодемом и устройством приема сигналов единого времени.
- 10.14. Решения по регистрации аварийных событий (РАС), в том числе:
- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
 - частота обработки;
 - условия пуска (для обеспечения функции РАС);
 - устройство регистрации.
- 10.15. Общие технические требования к устройствам РЗА, РАС, ОМП и шкафам.
- 10.16. Пояснительную записку по принятым в проекте решениям в части особенностей организации защиты и автоматики ЛЭП и оборудования ПС.
- 10.17. В проекте выполнить раздел по определению электромагнитной обстановки на ПС 110 кВ Императорская и при необходимости, принять меры по приведению ее в надлежащее состояние.
- 10.18. В комплексе мер по электромагнитной совместимости предусмотреть прокладку экранированных кабелей вторичных цепей микропроцессорных защит.
- 10.19. На выключателях 110 кВ и выше установить отдельные терминалы управления. Выполнить цепи отключения выключателей 110кВ через терминал управления и отдельно помимо терминала управления. Предусмотреть отдельные ключи управления для включения и отключения выключателя помимо терминала управления.
- 10.20. При выполнении цепей автоматического ускорения резервных защит присоединений, учесть мероприятия изложенные в информационном письме СРЗА Филиала ОАО "СО ЕЭС" Ленинградское РДУ №1/09 от 12.08.2009.
- 10.21. Все устройства РЗА, УРОВ, ТАПВ, ПА и т.д. должны иметь отдельные оперативные ключи ввода-вывода. Основная и резервная защиты в совмещенных терминалах также должны иметь отдельные ключи вывода (вывод защит переключением групп уставок не допускается). Ввод-вывод оперативных ускорений должны осуществляться отдельными оперативными ключами, а не переключателем групп уставок. Разные группы уставок должны использоваться для ремонтных режимов.
- 10.22. При наличии двух терминалов микропроцессорных защит для защиты одного присоединения 110кВ и выше токовые цепи терминалов от трансформаторов тока до релейных шкафов, а также цепи отключения от панелей защит до катушек отключения выключателей выполнить в отдельных кабелях.

- 10.23. Резервные защиты ЛЭП 110кВ и выше входящие в состав терминалов микропроцессорных защит (в том числе совмещенных с основной защитой), должны иметь в своем составе не менее 5-ти ступеней дистанционной защиты от междуфазных КЗ и не менее 4-ступеней ТЗНП от КЗ на землю.
- 10.24. Дистанционные защиты должны иметь полигональную характеристику срабатывания с блокировкой при качаниях.
- 10.25. В цепях напряжения присоединений 110кВ и выше необходимо устанавливать автоматические выключатели, соответствующие требованиям фирмы производителя терминалов микропроцессорных релейных защит по быстродействию срабатывания.
- 10.26. Подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей должны обеспечивать допустимый уровень пульсаций оперативного тока для питания микропроцессорных устройств РЗА.
- 10.27. При наличии ремонтной перемычки 110кВ предусмотреть возможность перевода защит линий 110кВ на трансформаторы тока ремонтной перемычки.
- 10.28. Характеристики каналов связи для работы основной защиты ЛЭП (ДЗЛ, ДФЗ, резервной защиты с телеускорением) должны соответствовать требованиям завода – изготовителя терминалов этой защиты.
- 10.29. При наличии на ЛЭП 2-х комплектов основной защиты (либо основной защиты и резервной защиты с телеускорением) работающих по ВОЛС (ДЗЛ, ДФЗ, резервной защиты с телеускорением) каналы связи для каждого комплекта основной защиты должны быть независимыми и проложены (организованы) в двух разных кабелях географически разнесенных по разным трассам. При этом все остальные средства связи (конверторы, мультиплексоры, муфты и т.д.) для организации работы каждого комплекта основной защиты линии помимо самого кабеля ВОЛС также должны быть дублированы и независимы друг от друга.
- 10.30. На СВ (МШВ) для повышения эффективности дальнего резервирования присоединений отходящих от шин необходимо устанавливать направленные дистанционные защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ, имеющие в своем составе не менее 2-х ступеней ДЗ в сторону каждой секции шин. Для защиты от КЗ на землю на СВ (МШВ) необходимо устанавливать направленную ТЗНП, имеющую в своем составе не менее 4-х ступеней.
- 10.31. При разработке проекта по РЗА использование GOOSE-сообщений допускается только для информационных целей и целей измерения. Использование GOOSE-сообщений для реализации логических связей между терминалами РЗА для организации защитных функций (напр. такие как пуск УРОВ, ввод автоматического ускорения от РПО выключателя, контроль напряжения на присоединении и другого) не допускается, так как снижается надежность функционирования устройств РЗА.
- 10.32. Предусмотреть один комплект принципиальных и логических схем по РЗА присоединений 110 кВ для Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.
- 10.33. В соответствии с письмом ОАО «СО ЕЭС» от 30.05.2011 №Б12-1-3-19-6796 «Об условиях применения вновь вводимых устройств РЗА в ЕЭС России» для выполнения расчетов по выбору параметров настройки устройств РЗА и

надлежащего оперативного обслуживания устройств РЗА необходимо на этапе закупки оборудования и выполнения работ по строительству, реконструкции соответствующих объектов электроэнергетики или модернизации устройств РЗА иметь следующее:

- Методики расчета и выбора уставок защит на русском языке и в объеме, достаточном для оценки возможности их применения в условиях ЕЭС России
- Руководства по эксплуатации актуальной (установленной на объекте) версии терминалов защит, содержащего функционально-логические схемы и схемы программируемой логики с описанием алгоритма работы данных схем.

10.34. Контроль давления (плотности) элегаза в трансформаторах тока необходимо выполнить в соответствии протоколу технического совещания представителей ОАО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» от 2015 г.

10.35. Для защиты ЛЭП-35-110кВ: предусмотреть установку аналогичных комплектов микропроцессорной защиты на противоположных концах линии.

10.35.1. На транзитных ВЛ-110 кВ должны предусматриваться:

- основная защита;
- резервная ступенчатая защита, при необходимости с ускорением;
- управление выключателями рекомендуется выполнять на отдельном терминале;

10.35.2. На КЛ-110 кВ должны предусматриваться (в случае необходимости устройства кабельных вставок):

- 2 терминала основных защит;
- отдельная резервная ступенчатая защита;
- управление выключателями рекомендуется выполнять на отдельном терминале. Выполнить цепи отключения через терминал управления и отдельно помимо терминала управления. Предусмотреть отдельные ключи управления для включения и отключения выключателя помимо терминала управления.

10.36. При наличии двух терминалов МП защит цепи терминалов выполнить в отдельных кабелях – длинномерах.

10.37. Схема УРОВ предусматривается в терминале управления выключателем (или в терминале защиты). Предусмотреть передачу сигналов УРОВ линий на противоположные концы линий 110 кВ.

10.38. Предусмотреть работу АПВ выключателей 110кВ и выше со следующими контрольными органами:

- КОНЛ+КННШ, КС
- КОНШ+КННЛ, КС
- КОНЛ+КННШ, КОНШ +КННЛ, КС
- КС
- Несинхронное АПВ

10.39. Предусмотреть отдельный ключ вывода ТАПВ (и ОАПВ при его наличии)

10.40. При успешном АПВ шин 110 кВ от каких-либо присоединений должна

осуществляться автоматическая сборка всех присоединений, а при неуспешном АПВ должен осуществляться запрет АПВ всех остальных присоединений.

10.41. Проектное решение по РЗА на противоположных концах ЛЭП 110 кВ выделить в отдельные тома.

10.42. Выполнить расчет параметров срабатывания устройств РЗА на ПС 110 кВ Императорская и смежных ПС в полном объеме.

10.43. Раздел РЗА должен содержать:

- принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики;
- пояснительную записку, содержащую проектный расчет уставок, данные по параметрированию (конфигурированию) МП устройств РЗА;

10.44. В составе проекта представить схемы логических соединений терминалов МП защит в части свободно программируемой логики.

10.45. Проектная документация должна быть согласована Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.

11. Требования к организации связи:

11.1. Разработать организационно-технические решения по созданию систем связи (отдельным томом).

11.2. Разработать схему организации основных и резервных цифровых каналов связи, таблицу распределения информационных потоков систем связи с ПС 110 кВ Императорская в направлении ЦУС ПАО «Ленэнерго», ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ с учётом требований раздела 2 технических условий на присоединение к электрическим сетям ПАО «Ленэнерго» (приложение №1 к Договору №ОД-25108-17/29913-Э-17 от 23.03.2018г);

11.3. Для снижения вероятности одновременного повреждения основные и резервные каналы должны проходить по географически разнесенным трассам;

11.4. Цифровые каналы связи должны организовываться в системах передачи информации, работающих по волоконно-оптическим (ВОЛС-ВЛ, ВОЛС), РРЛ, КЛС с металлическими жилами, а также в комбинированных трактах на их основе.

11.5. При необходимости запросить Технические условия собственников инфраструктуры (приводятся в случае проектирования систем связи, ВОК с использованием инфраструктуры (ВЛ, телефонная канализация, помещения и т.п.).

11.6. В описании схемы и на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналобразующего оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием ПАО «Ленэнерго» и Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ.

11.7. Разработать схему организации основных и резервных каналов связи с ПС 110 кВ Императорская в направлении ДП филиала АО «ЛОЭСК» Южные электросети с учётом требований п.8 «Требования к телемеханике» настоящего технического задания;

11.8. Схемы организации основных и резервных каналов связи согласовать с АО «ЛОЭСК», ПАО «Ленэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, другими заинтересованными операторами связи и организациями

- инфраструктура которых будет задействована в организации каналов связи;
- 11.9. Точки стыка, технические характеристики каналов связи определить проектом и согласовать с ПАО «Ленэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, АО «ЛОЭСК»;
 - 11.10. Предусмотреть комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи, записи диспетчерских переговоров. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проектной документации с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала);
 - 11.11. Предусмотреть основное, резервное каналобразующее оборудование связи и оборудование для маршрутизации данных, передачи данных оперативно-технологической информации: аналогичное Cisco CGS 2520 и Cisco CGR 2010;
 - 11.12. Разработать решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗ, СА, ПА и РА, СМНР, РАС, ОМП, АСУ ТП, АИИС КУЭ, телефония и т.д.) к системам связи. Решения по организации наложенных сетей.
 - 11.13. Предусмотреть обеспечение инфраструктуры, включая:
 - подготовку помещений, в том числе создание систем поддержания микроклимата;
 - 11.14. - организацию системы бесперебойного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока, обеспечивающую работоспособность аппаратуры связи не менее 6 часов при отсутствии питания в сети переменного тока 220 В, включая мониторинг состояния системы гарантированного электропитания систем связи с функцией оповещения оперативного персонала объекта электроэнергетики об аварийных отклонениях в режиме работы системы гарантированного электропитания.
- 12. Требования к технологии:** в соответствии с действующим законодательством РФ, Технической политикой, принятыми в АО «ЛОЭСК» стандартами (приложение 1).
- 13. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий:** в соответствии с действующим законодательством РФ.
- 14. Требования к режиму безопасности и гигиене труда:** в соответствии с действующим законодательством РФ, принятыми в АО «ЛОЭСК» «Требованиями к мероприятиям по защите объекта» (приложение 2).
- 15. Требования к разработке инженерно-технических мероприятий по ГО и мероприятий по предупреждению ЧС:** в соответствии с действующим законодательством РФ.
- 16. Требования к согласованию проекта:**
- 16.1. АО «ЛОЭСК»;
 - 16.2. ПАО «Ленэнерго»;
 - 16.3. Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ;
 - 16.4. Иные заинтересованные лица и уполномоченные государственные органы и структуры.
- 17. Исходные данные для проектирования, предоставляемые Заказчиком:**

17.1. настоящее Задание на проектирование;

17.2. договор между АО «ЛОЭСК» и ПАО «Ленэнерго» № ОД-25108-17/29913-Э-17 от 23.03.2018 г.

18. Организация-Заказчик: АО «ЛОЭСК».

19. Организация-Подрядчик:-.

20. Требования к предоставлению документации:

20.1. Рабочая документация направляется на рассмотрение в виде томов в электронном виде в формате PDF.

20.2. При окончательном согласовании рабочая документация передается Заказчику в виде томов на бумажном носителе в 4 экз., а также в электронном виде в виде томов в формате PDF и в редактируемом формате DWG (AutoCAD), DOC/DOCX (MS Word), XLS/XLSX (MS Excel) на электронном носителе (компакт-диск в 1 экз.). При официальном запросе Заказчика документация передается на бумажном носителе в 1 экз. на этапе рассмотрения.

20.3. Разработанная рабочая документация является собственностью Заказчика.

21. Сроки выполнения работ: в соответствии с договором.

Согласовано:

Первый заместитель директора – главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ



А.В. Зайцев

Первый заместитель генерального директора –
главный инженер ПАО «Ленэнерго»

И.А. Кузьмин

Начальник департамента перспективного развития
ПАО «Ленэнерго»

В.А. Лобанов

Главный инженер АО «ЛОЭСК»

А.Ю. Горохов