

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Лесная»

Обучающийся

А.А. Калюжнов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы реконструкции подстанции 110 кВ Лесная в части замены устаревших отделителей и короткозамыкателей на современные высоковольтные выключатели. Определена этапность проведения работ и разработаны схемы, соответствующие каждому этапу. Определены основные технические характеристики выбранного оборудования для ОРУ 110 кВ: элегазовых выключателей, трансформаторов тока, разъединителей и ограничителей перенапряжения. Выполнен расчёт гибкой ошиновки. Произведён расчёт молниезащиты подстанции и заземляющего устройства. Для освещения территории дополнительно устанавливаются два светодиодных прожектора мощностью по 500 Вт каждый. Для системы собственных нужд произведен расчет электрических нагрузок по результатам которого было установлено, что существующие трансформаторы собственных нужд мощностью по 63 кВА каждый не нуждаются в замене, так как суммарная полная мощность потребителей не превышает номинальной мощности установленных трансформаторов

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 55 страниц, содержит 5 таблиц и 7 рисунков. Список используемых источников содержит 26 наименований. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Выбор основных конструктивно-компоновочных решений по ПС Лесная ..	7
1.1 Этапы реконструкции ПС 110 кВ Лесная.....	7
1.2 Выбор оборудования и ошиновки ПС Лесная	10
1.3 Кабельное хозяйство	24
1.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	25
2 Изоляция и защита от перенапряжений, заземление и электромагнитная совместимость	28
3 Электроосвещение подстанции	38
3.1 Освещение здания релейного щита.....	38
3.2 Наружное освещение подстанции	40
4 Система собственных нужд переменного тока.....	41
4.1 Существующее положение	41
4.2 Условия организации питания.....	41
4.3 Основные технические решения по системе СН ПС Лесная	42
Заключение	49
Список используемой литературы	52

Введение

Подстанция Лесная осуществляет преобразование напряжения, транзит и распределение электрической энергии. ПС 110 кВ Лесная введена в эксплуатацию в 1990 году в г. Сестрорецке с целью обеспечения электроснабжением потребителей 10 кВ. По способу присоединения к энергосистеме является тупиковой подстанцией. Питание подстанции организовано по ВЛ 110 кВ Дамба-1 – Лесная I цепь (ВЛ 110 кВ Тарховская-1 и ВЛ 110 кВ Дамба-1 – Лесная II цепь (ВЛ 110 кВ Тарховская-2).

«Подстанция представляет собой единый архитектурно-строительный комплекс, состоящий из открытых распределительных устройств, трансформаторов, реакторов, зданий и сооружений основного и вспомогательного назначения» [2].

В настоящее время на подстанции находятся в работе следующие элементы:

- две питающие линии – ВЛ 110 кВ Тарховская-1 и ВЛ 110 кВ Тарховская-2;
- ОРУ 110 кВ открытого расположения, выполненное по схеме «Два блока линия - трансформатор с ОД/КЗ и неавтоматической перемычкой со стороны линий»;
- два трехфазных понижающих трансформатора напряжением 110/10 кВ, мощностью 25 МВА, типа ТРДН-25000/110/10 (Т-1 и Т-2);
- КТПН для собственных нужд с трансформатором 10/0,4 кВ типа ТМГ-400/10 (ТСН-4);
- трансформаторы ТСН-1, 2 10/0,4 кВ типа ТМ-63/10 для питания шкафа местных нужд, расположенные в КРУН 10 кВ;
- контейнер связи, в котором размещен комплекс устройств связи и телемеханики (ШТМ-1,2 и ШС-1) и шкаф оперативного тока (ШОТ-1,2);

- РУ 10 кВ наружной установки, состоящее из четырех секций на базе КРУ 10 кВ, подключенных к обмоткам низкого напряжения трансформаторов Т-1 и Т-2, между секциями имеется кабельная связь с подключением в линейных ячейках 10 кВ. РУ 10кВ включает двадцать четыре линии присоединения, два трансформатора собственных нужд (ТСН-1, ТСН-2) и четыре трансформатора напряжения (ТН 10кВ 1с-4с);
- здания и сооружения вспомогательного назначения: АБК, проходная, склад и пр.

Все существующие элементы подстанции имеют устройства релейной защиты, автоматики, автоматизированной системы управления, коммерческого учета электроэнергии, противоаварийной автоматики.

На подстанции планируется проведение следующего объема работ:

- демонтаж существующего оборудования ОРУ-110кВ;
- переустановка комбинированных приборов измерения I-TOR;
- установка временной ячейки (блок линия – трансформатор) на базе ОД КЗ для обеспечения аварийной готовности;
- строительство ОРУ-110кВ по схеме мостик с выключателями в цепях трансформаторов;
- установка приемных порталов;
- строительство модульного здания Релейного щита;
- организация системы оперативного постоянного тока в объеме модернизации ОРУ-110кВ;
- установка модернизированного щита собственных нужд в здании релейного щита в объеме модернизации ОРУ-110кВ;
- переустройство внутриплощадочных сетей, попадающих в пятно строительства модульного здания
- планировка территории и устройство внутриплощадочных проездов с твердым покрытием.

«В результате реконструкции схема ОРУ 110 кВ будет выполнена по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов»» [23].

Целью бакалаврской работы является повышение надежности функционирования ПС Лесная за счет замены устаревших ОД и КЗ на современные высоковольтные выключатели.

Для достижения поставленной цели в работе планируется решить ряд задач:

- определить этапы проведения реконструкции ПС Лесная;
- выбрать и проверить вновь устанавливаемое на ПС Лесная оборудование и ошиновку;
- определить требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии;
- рассмотреть вопросы изоляции и защиты от перенапряжений;
- определить сечение и количество заземляющих проводников на ПС Лесная;
- рассмотреть вопросы электроосвещения и собственных нужд подстанции Лесная.

1 Выбор основных конструктивно-компоновочных решений по ПС Лесная

1.1 Этапы реконструкции ПС 110 кВ Лесная

Для обеспечения бесперебойного питания потребителей ПС 110 кВ Лесная по стороне 10 кВ реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Лесная выполняется в несколько этапов.

1 этап.

На первом этапе на время замены оборудования ячейки Т-2 в ОРУ 110 кВ выполняется отключение силового трансформатора Т-2 с переводом нагрузки 10 кВ на силовой трансформатор Т-1. Отключенный силовой трансформатор Т-2 переводится в холодный резерв.

Для обеспечения аварийной готовности предусматривается строительство временной ячейки силового трансформатора с ОД КЗ, оборудование для временной ячейки предоставляется сетевой организацией.

Силовой трансформатор Т-2 подключается к ВЛ 110 кВ Тарховская-2 через временную ячейку. Действие РЗА силового трансформатора Т-2 переводится на ОД КЗ временной ячейки.

Выполнение данных мероприятий обеспечит необходимые условия для аварийной готовности не более 2-х часов.

Последовательность работ:

- демонтаж секционного разъединителя 2СР-110 кВ и шин секционной перемычки;
- монтаж на месте демонтированного оборудования временной ячейки трансформатора в составе: ОД КЗ, ЛР, приемная шинная опора, шинная опора с ОПН 110 кВ;
- перенос комбинированного прибора измерения I-TOR из ячейки Т-2 во временную ячейку [7];
- устройство временной ошиновки 110 кВ;

- прокладка и подключение силовых и контрольных кабелей временной ячейки Т-2;
- пусконаладочные работы по временной ячейке;
- демонтаж оборудования, ошиновки, металлоконструкций, фундаментов ячейки Т-2;
- установка нового оборудования ячейки Т-2;
- монтаж модульного здания релейного щита;
- прокладка и подключение силовых и контрольных кабелей новой ячейки Т-2;
- пусконаладочные работы оборудования новой ячейки Т-2;
- перенос комбинированного прибора измерения I-TOR из временной ячейки в новую Т-2.

По завершении СМР и ПНР новой ячейки Т-2 производится включение Т-2 по постоянной схеме.

2 этап.

На втором этапе на время замены оборудования ячейки Т-1 в ОРУ 110 кВ выполняется отключение силового трансформатора Т-1 с переводом нагрузки 10 кВ на силовой трансформатор Т-2. Отключенный силовой трансформатор Т-1 переводится в холодный резерв.

Для обеспечения аварийной готовности предусмотрено питание силового трансформатора Т-1 посредством временной ячейки трансформатора с ОД КЗ, смонтированной на первом этапе.

Силовой трансформатор Т-1 подключается к ВЛ 110 кВ Тарховская-1 через временную ячейку. Действие РЗА силового трансформатора Т-1 переводится на ОД КЗ временной ячейки.

Выполнение данных мероприятий обеспечит необходимые условия для аварийной готовности не более 2-х часов.

Последовательность работ:

- перенос шинной опоры с ОПН 110 кВ временной ячейки для возможности подключения Т-1;

- перенос комбинированного прибора измерения I-TOR из ячейки Т-1 во временную ячейку;
- устройство временной ошиновки 110 кВ;
- прокладка и подключение силовых и контрольных кабелей временной ячейки Т-1;
- пусконаладочные работы по временной ячейке;
- демонтаж оборудования, ошиновки, металлоконструкций, фундаментов ячейки Т-1 и 1СР-110 кВ;
- установка нового оборудования ячейки Т-1;
- прокладка и подключение силовых и контрольных кабелей новой ячейки Т-1;
- пусконаладочные работы оборудования новой ячейки Т-1;
- перенос комбинированного прибора измерения I-TOR из временной ячейки в новую ячейку Т-1.

По завершении СМР и ПНР новой ячейки Т-1 производится включение Т-1 по постоянной схеме.

3 этап.

На третьем этапе на время замены оборудования секционной перемычки 110 кВ в ОРУ 110 кВ, питание подстанции осуществляется от трансформаторов Т-1 и Т-2 с кратковременными посекционными отключениями силового оборудования на период установки металлоконструкций.

Выполнение данных мероприятий обеспечит необходимые условия для аварийной готовности не более 2-х часов.

Последовательность работ:

- демонтаж временной ячейки трансформатора в составе: ОД КЗ, ЛР, приемная шинная опора, шинная опора с ОПН 110 кВ;
- установка нового оборудования секционной перемычки;
- прокладка и подключение силовых и контрольных кабелей новой ячейки СВ 110 кВ;

- пусконаладочные работы оборудования новой ячейки СВ 110 кВ.

По завершении СМР и ПНР новой ячейки СВ 110 кВ производится включение СВ 110 кВ по постоянной схеме.

Схемы и планы поэтапной реконструкции ОРУ 110 кВ ПС Лесная представлены на рисунках 1-3 соответственно.

Схемы выполнены на основании Нормальной схемы электрических соединений ПС 110 кВ Лесная на 2020 г. Утолщенной линией показано оборудование, устанавливаемое на данном этапе, тонкой - существующее.

1.2 Выбор оборудования и ошиновки ПС Лесная

К установке на ПС 110 кВ Лесная принято новое оборудование с учетом климатических условий:

- выключатели 110 кВ – элегазовые колонковые;
- трансформаторы тока 110 кВ элегазовые с четырьмя вторичными обмотками;
- разъединители 110 кВ горизонтально-поворотного типа трехполюсные с одним и двумя ножами заземления с электродвигательными приводами и выносными блоками управления;
- ОПН 110 кВ в цепи силовых трансформаторов;
- опорные изоляторы 110 кВ;
- модульные конструкции ячеек и перемычки 110 кВ заводского изготовления.

«Выбор технических характеристик основного оборудования выполнен по расчетным максимальным рабочим токам, по токам короткого замыкания, представленным в таблице 1, и проведена проверка выбранного оборудования на отключающую способность» [14].

«Расчет токов короткого замыкания выполнен на год ввода объекта в эксплуатацию (2025 г.) и на перспективу 5 лет (2030 г.)» [17].

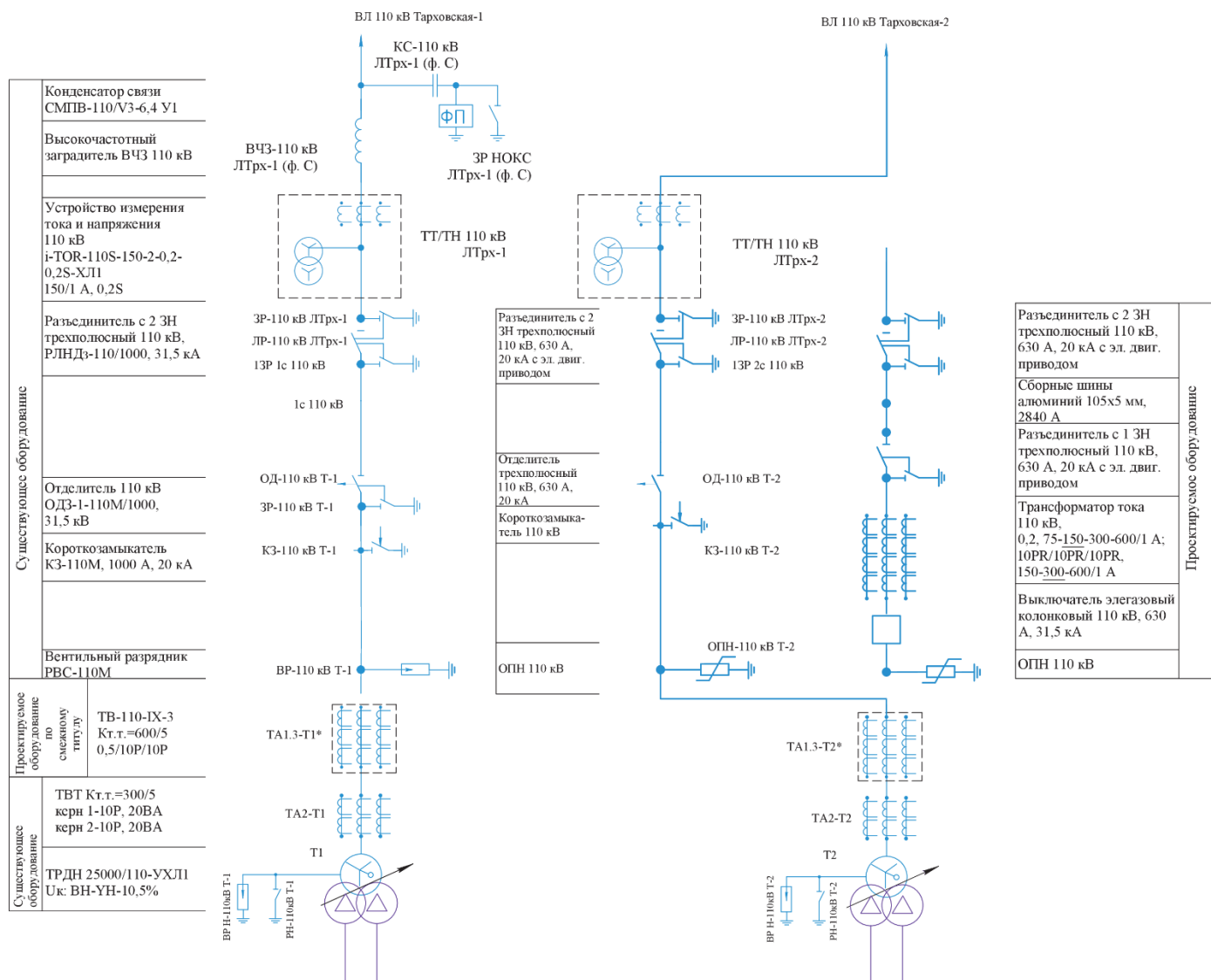


Рисунок 1 - Принципиальная электрическая схема ОРУ 110 кВ поэтапной реконструкции подстанции (1 этап)

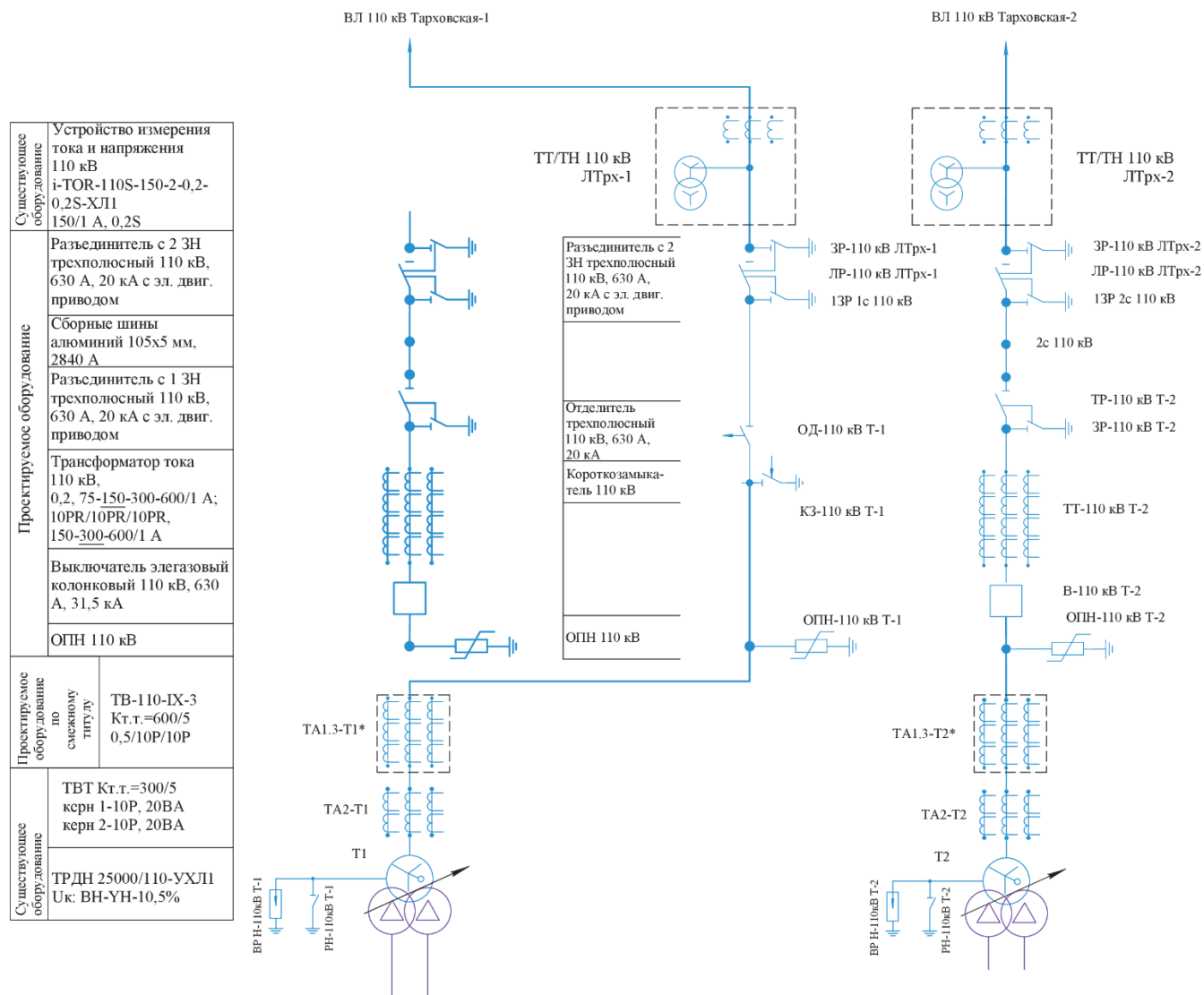


Рисунок 2 - Принципиальная электрические схема ОРУ 110 кВ поэтапной реконструкции подстанции (2 этап)

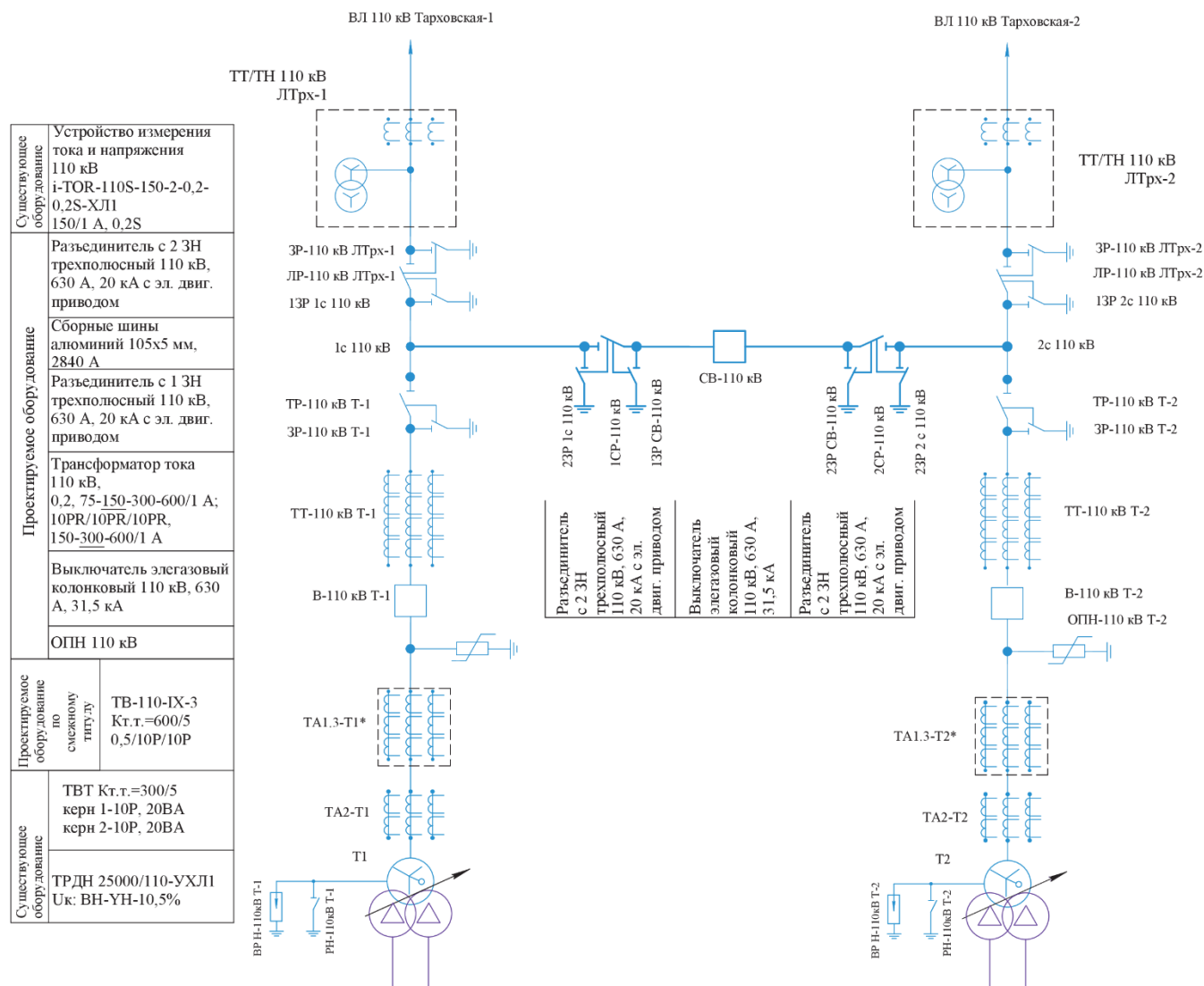


Рисунок 3 - Принципиальная электрические схема ОРУ 110 кВ поэтапной реконструкции подстанции (3 этап)

Таблица 1 – Расчетные значения токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Лесная на 2025 и 2030 г.

Точка КЗ	2025 г.		2030 г.	
	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
Шины 110 кВ ПС 110 кВ Лесная	8,6	5,3	8,6	5,3

Параметры выбора выключателей.

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}, \quad (1)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (2)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{номсети}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{\text{ном}}$ – номинальное ток аппарата, А;

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, А» [22].

«Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (3)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – мгновенное значение тока включения, А;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, А» [22].

«Ударный ток в точке к.з. определяется по формуле:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (4)$$

где $I_{\text{п0}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, А;

$k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент» [22].

«Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (5)$$

где T_a - расчётная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания» [22].

«Постоянная времени определяется из выражения:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma(r=0)}}{\omega \cdot r_{\Sigma(x=0)}}, \quad (6)$$

где $x_{\Sigma(r=0)}$ и $r_{\Sigma(x=0)}$ - суммарные реактивное и активное сопротивления схемы замещения, в которую все элементы введены соответственно только индуктивными и активными сопротивлениями» [22].

«Согласно ГОСТ Р 52735-2007 среднее значение величины T_a при КЗ на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции составляет 0,05 с» [13].

«Проверка по термической стойкости:

Степень термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты определяется значением интеграла Джоуля $B_K, A^2 \cdot c$:

$$B_K = \int_0^{t_{откл}} i_{кт}^2 dt, \quad (7)$$

где $i_{кт}$ - ток КЗ в произвольный момент времени t , А;

$t_{откл}$ - расчетная продолжительность КЗ в электроустановке» [22].

«Термическая стойкость электрических аппаратов при сквозных КЗ характеризуется их нормированным током термической стойкости $I_{терм.норм}$ в амперах и допустимым временем воздействия этого тока $t_{терм.норм}$ в секундах.

При продолжительности КЗ $t_{откл} \leq t_{норм}$ и $t_{откл} \geq 3 \cdot T_a$ следует использовать выражение:

$$I_{П.С.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_{тер.норм.}^2 \cdot t_{откл}, \quad (8)$$

где $I_{П.С.}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), А» [22].

«При продолжительности КЗ $t_{откл} \leq t_{норм}$ и $t_{откл} < 3 \cdot T_a$ следует использовать выражение:

$$I_{П.С.}^2 \cdot \left(t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_a}} \right) \right) \leq I_{тер.норм.}^2 \cdot t_{откл}. \quad (9)$$

Выбор по коммутационной способности:

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (10)$$

$$I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (11)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (12)$$

где $I_{вкл}$ – действующее значение тока включения, А;

$I_{пр.скв}$, $i_{пр.скв}$ – действующее и мгновенное значение предельного сквозного тока, А» [22].

«Проверка на коммутационную способность:

$$i_{анорм} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{ат}, \quad (13)$$

где $i_{а.норм}$ – нормируемое значение аperiodической составляющей тока КЗ, А;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения электрического аппарата, А;

$\beta_{норм}$ – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения:

$$\beta_{норм} = e^{-22,5 \cdot \tau}, \quad (14)$$

$i_{ат}$ – расчетное значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени $t = \tau$, А;

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\tau/Ta}, \quad (15)$$

τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов:

$$\tau = \tau_{з.мин} + t_{собст}, \quad (16)$$

где $\tau_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия защиты;

$t_{собст} = 0,055$ с – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{рз} = 0,3$ с – полное время действия релейной защиты при КЗ, с;

$$t_{откл} = t_{собс} + t_{рз} \quad (17)$$

где $t_{откл} = 0,055 + 0,3 = 0,355$ с – полное время отключения короткого замыкания, с» [22].

Параметры выбора разъединителей.

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

Выбор разъединителей по условиям рабочих продолжительных режимов проводится аналогично выбору выключателей (формулы 1-2).

Проверка на электродинамическую стойкость:

Проверка разъединителей на электродинамическую стойкость проводится аналогично проверке на электродинамическую стойкость выключателей (формулы 3-6).

Проверка по термической стойкости:

Проверка по термической стойкости разъединителей проводится аналогично проверке на термическую стойкость выключателей (формулы 7-9)» [22].

Параметры выбора трансформаторов тока.

«Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению (формула 1);
- по номинальному току (формула 2);
- по классу точности;
- по конструктивному исполнению.

Проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

- стойкость при сквозных токах КЗ (формула 12);
- на термическую стойкость (формулы 7-9)» [4].

Выбор выключателей 110 кВ.

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ составляет $I_{П0} = 8,6$ кА.

Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

Максимальный расчетный рабочий ток в цепи трансформатора выбирается, как правило, с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности с учетом его допустимой перегрузки» [12], т.е. для трансформатора мощностью 40МВА:

$$I_{\text{макс. раб.}} = \frac{40000_{\text{кВА}} \cdot 1,3}{\sqrt{3} \cdot 110_{\text{кВ}}} = 273 \text{ А}.$$

Номинальный ток для выключателя 110 кВ выбираем 630 А.

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq 273 \text{ А}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

Ударный коэффициент согласно формуле (5) составляет:

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/0,05} = 1,8,$$

где $T_a = 0,05$ с.

Ударный ток в точке к.з. согласно формуле (4) составляет:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,6 \cdot 1,8 = 21,9 \text{ кА}.$$

«Наибольший пик тока электродинамической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 80 кА» [12].

$$i_{вкл} = 80 \text{ кА} > 21,9 \text{ кА}.$$

«Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для выключателя 110 кВ составляет 31,5 кА, время протекания тока термической стойкости 3 с» [12].

$$t_{откл} = 0,355 > 3 \cdot T_a = 0,15 \text{ с}.$$

Следовательно, используя выражение (8) получим:

$$B_k = 8,6^2 \cdot (0,355 + 0,05) = 30,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{норм} = 31,5^2 \cdot 0,355 = 352,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$30,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 352,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор по коммутационной способности:

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя 110 кВ составляет 31,5 кА» [12].

$$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА} > 8,6 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА} > 8,6 \text{ кА},$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА} > 21,9 \text{ кА}.$$

Проверка на коммутационную способность:

Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов по формуле (15) составляет:

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с},$$

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,065} = 0,23.$$

По выражению (15):

$$i_{a\text{норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 31,5 = 10,25 \text{ кА}.$$

По выражению (17):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 8,6 \cdot e^{-0,065/0,05} = 3,32 \text{ кА},$$

$$10,25 \text{ кА} > 3,32 \text{ кА}.$$

Неравенство (15) выполняется.

Выбор разъединителей 110 кВ.

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [26]:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq 273 \text{ А}.$$

«Проверка на электродинамическую стойкость:

Наибольший пик тока электродинамической стойкости для разъединителя составляет 50 кА» [26].

$$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА} > 21,9 \text{ кА}.$$

«Проверка по термической стойкости:

Ток термической стойкости для разъединителя составляет 20 кА, время протекания тока термической стойкости 3 с» [26].

$$t_{откл} = 0,355 \text{ с}.$$

«Следовательно, проверка выключателя на термическую стойкость проводится по выражениям (10), (11)» [22]:

$$B_k = 8,6^2 \cdot (0,355 + 0,05) = 30,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{норм} = 20^2 \cdot 0,355 = 142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$30,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор трансформаторов тока 110 кВ.

«Выбор по номинальному напряжению» [22]:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

«Выбор по номинальному току» [22]:

$$I_{ном} = 600 \text{ А} \geq 273 \text{ А}.$$

«Проверка на стойкость при сквозных токах КЗ» [22]:

$$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА} > 21,9 \text{ кА}.$$

«Проверка на термическую стойкость» [22]:

$$B_k = 8,6^2 \cdot (0,355 + 0,05) = 30,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{норм}} = 20^2 \cdot 0,355 = 142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$30,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор ограничителей перенапряжений.

Выбор ограничителей перенапряжений сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Выбор ограничителей перенапряжений

«Сравнительная характеристика	Допустимое значение	Значение характеристики оборудования
	110 кВ	110 кВ
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение	$U_{\text{нр}} \geq 1,05 U_{\text{доп}} / \sqrt{3}$ $= 1,05 \cdot 126 / \sqrt{3} = 76 \text{ кВ}$	$U_{\text{нр}} = 77 \text{ кВ}$
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} > 1,25 \cdot U_{\text{нр}} = 1,25 \cdot 76$ $= 95 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 96 \text{ кВ}$
Номинальный разрядный ток	$I_p \geq 10 \text{ кА}$	$I_p = 10 \text{ кА}$
Защита от коммутационных перенапряжений	$U_{\text{ост } 30/60} < U_{\text{выд}},$ $U_{\text{выд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{и}} \cdot k_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп } 50},$ $U_{\text{исп } 50} = 200 \text{ кВ}.$ $U_{\text{выд}} = \sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 =$ 344 кВ	$U_{\text{ост } 30/60} = 217 \text{ кВ}$
	где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мс величиной 500 А; $U_{\text{выд}}$ – выдерживаемый уровень грозовых перенапряжений защищаемого оборудования; $k_{\text{и}} = 1,35$ – коэффициент импульса для силового трансформатора; $k_{\text{к}} = 0,9$ – коэффициент кумулятивности для силового трансформатора; $U_{\text{исп } 50} = 200 \text{ кВ}$ – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц.	
Защита от грозовых перенапряжений	$U_{\text{ост } 8/20} < U_{\text{рв}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост } 8/20} = 280 \text{ кВ}$
	где $U_{\text{ост } 8/20}$ – остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мс величиной 10 кА; $U_{\text{рв}}$ – то же для вентильного разрядника II группы.	
Энергоемкость ОПН	$W_y \geq 2,1 \text{ кДж/кВ},$	$W_y = 2,8 \text{ кДж/кВ}$
	где W_y – удельная энергия пропускаемого прямоугольного импульса тока, отнесенного к наибольшему рабочему напряжению» [11]	

Продолжение таблицы 2

«Сравнительная характеристика	Допустимое значение	Значение характеристики оборудования
	110 кВ	110 кВ
Взрывобезопасность	$I_{вб} > k_{вб} \cdot I_{кз} = 1 \cdot 8,6 = 8,6$ кА, где $k_{вб} = 1$ – коэффициент запаса (для категории А); $I_{кз} = 8,6$ кА – значение наибольшего из токов КЗ (1, 2, 3-фазного) в месте подключения.	$I_{вб} = 40$ кА
Длина пути утечки внешней изоляции	$L_{ут} \geq 2,5$ см/кВ (для 3 степени загрязнения)	$L_{ут} = 2,5$ см/кВ
	Согласно п. 6.3.1 ГОСТ Р 52725-2021» [15]	

Выбор ошиновки.

Выбор ошиновки сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Выбор ошиновки

Тип	Проводник	U _{ном.} сети, кВ	Наибольший ток в цепи, А	Длительно допустимая токовая нагрузка, А	Аварийная допустимая токовая нагрузка, А	Соответствие
Жесткая ошиновка ячеек	Труба 1915Т 105×5	110	476	от 2840	-	Да
Гибкая ошиновка спусков ВЛ	АС-120/19	110	476	584	645	Да
Гибкая ошиновка ячейки СВ 110 кВ	АС-95/16	110	273	508	559	Да

1.3 Кабельное хозяйство

«Силовые кабели на напряжении 0,4 кВ, в соответствии с действующими нормативными техническими документами, приняты с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида, не распространяющего горение по категории «А», с пониженным газо- и дымовыделением, по типу ВВГнг(А)-LS.

Сечения кабелей для потребителей 0,4 кВ определены с учетом требований действующих нормативных документов по условиям термической стойкости и пожарной безопасности.

Контрольные кабели применяются с медными жилами необходимого сечения и жилы с изоляцией и оболочкой из поливинилхлорида, не распространяющего горение по категории «А» с пониженным газо- и дымовыделением, по типу КВВГЭнг(А)-LS» [1].

Кабельные трассы по территории ОРУ 110 кВ выполнены в наземных кабельных железобетонных лотках (существующих и вновь проложенных) со съемными плитами, переходы под дорогами - в трубных блоках. Во всех лотках установлены разделительные перегородки для разграничения потоков кабелей.

По условиям соблюдения электромагнитной совместимости микропроцессорных защит (ЭМС) силовые (0,4 кВ) и контрольные вновь прокладываемые кабели прокладываются по разным трассам, в разных кабельных лотках.

При этом, контрольные кабели прокладываются, на расстоянии не менее:

- 0,4 м – до силовых кабелей до 1 кВ;
- 1,2 м – до силовых кабелей выше 1 кВ.

В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости

предусмотреть сертифицированные кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

«Кабельные линии, проложенные в коробах, следует уплотнять с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч в следующих местах:

- при входе в кабельные сооружения;
- при прохождении через каждую отметку основного перекрытия;
- через каждые 50 м горизонтальных участков кабельных коробов, а также в местах примыкания (ответвления) других коробов» [1].

1.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Схема ПС 110 кВ Лесная является распределенной системой и ее надежность определяется надежностью ее составных частей и элементов: силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений и т.д.

Принятая схема электроснабжения ОРУ 110 кВ соответствует СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [23] («Мостик с выключателями в цепях трансформаторов»). «Новая схема электроснабжения подстанции удовлетворяет следующим требованиям:

- обеспечивает требуемую надежность работы подстанции исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;
- учитывает требование секционирования сети и обеспечивает работу РУ всех напряжений при расчетных значениях токов короткого замыкания;

- обеспечивает возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;
- обеспечивает требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности» [23];
- позволяет выполнять вывод в ремонт как отдельных ячеек РУ разных напряжений, так и отдельных аппаратов, и устройств.

Выводы по разделу.

Для обеспечения бесперебойного питания потребителей ПС 110 кВ Лесная по стороне 10 кВ реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Лесная выполняется в 3 этапа, для каждого из которых определен состав выполняемых работ и построена электрическая схема ОРУ 110 кВ ПС, соответствующая этапу.

Основные технические характеристики выбранного оборудования ОРУ 110 кВ:

«Выключатели элегазовые колонковые:

- номинальное напряжение 110 кВ;
- номинальный ток $I_n = 630$ А;
- ток отключения КЗ не менее $I_{откл} \geq 31,5$ кА» [26].

«Трансформаторы тока 110 кВ элегазовые с четырьмя вторичными обмотками:

- номинальное напряжение 110 кВ» [26];
- коэффициенты трансформации и класс точности обмоток трансформаторов тока в ячейках ВЛ 110 кВ: 75-150-300-600/1 А, 0,2; 150-300-600/1 А, 10PR; 150-300-600/1 А, 10PR; 150-300-600/1 А, 10PR.

«Разъединители горизонтально-поворотного типа трехполюсные с одним и двумя комплектами заземляющих ножей, с электродвигательными приводами для главных и заземляющих ножей и выносными блоками управления:

- номинальное напряжение 110 кВ;

- номинальный ток $I_n = 630 \text{ A}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$ » [26].

«ОПН в цепи силового трансформатора:

- номинальное напряжение $U_n = 95 \text{ кВ}$;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{\text{н.р.}} = 76 \text{ кВ}$;
- номинальный разрядный ток 10 кА » [26].

Конструкция каждой фазы сборных шин выполнена из ряда шин, опирающихся своими концами на опорные изоляторы. Система жесткой ошиновки выполнена из прессованных трубчатых шин алюминиевого сплава 1915Т типоразмера $105 \times 5 \text{ мм}$.

Гибкая ошиновка ячеек представляет собой гибкие спуски и перемычки, также используется для перехода над дорогой. Для гибкой ошиновки в месте ввода ВЛ в ОРУ 110 кВ применяется ошиновка, соответствующая по марке и сечению ВЛ 110 кВ. ВЛ 110 кВ Тарховская-1 и ВЛ 110 кВ Тарховская-2 выполнены проводом АС-120, соответственно для спусков ВЛ 110 кВ необходимо принять провод АС-120/19.

Гибкая ошиновка, используемая в ячейке СВ 110 кВ и в месте перехода над дорогой, выбирается из расчета рабочего тока трансформатора 40 МВА с перегрузкой 30%. В качестве гибкой ошиновки в ячейке СВ 110 кВ и в месте перехода над дорогой принимаем провод АС - 95/16.

2 Изоляция и защита от перенапряжений, заземление и электромагнитная совместимость

ПС 110 кВ Лесная размещается в зоне, которая в настоящее время имеет 3 СЗ. «В соответствии с ПУЭ, изд.7, таблица 1.9.1 открытые распределительные устройства 110 кВ подстанции проектируются из условия обеспечения удельной длины пути утечки изоляции не менее 2,5 см/кВ» [16].

Для защиты от волн грозовых перенапряжений, на подстанции установлены по одному комплекту ОПН на трансформаторных присоединениях.

В связи с отсутствием расширения ОРУ 110 кВ проверка защиты вновь устанавливаемого оборудования вновь устанавливаемыми ОПН не производится.

Количество и места установки ОПН для защиты от волн перенапряжений, приходящих с ВЛ, выбраны исходя из следующих условий:

- присоединение к ОРУ 110 кВ линий на металлических опорах с вертикальным расположением проводов;
- на подстанции установлены два силовых трансформатора;
- ОПН устанавливаются на выводах всех напряжений трансформаторов.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящей мачты молниезащиты высотой 30,5 м, нового молниеотвода МО2 высотой 30,5 м и концевой опоры ВЛ 110 кВ (опора №36) высотой 37 м, установленной вблизи ПС 110 кВ Лесная.

«В районе расположения ПС 110 кВ Лесная уровень грозовой активности составляет 20-40 часов в год (согласно карте грозовой активности, ПУЭ 7-е издание, раздел 2, рисунок 2.5.3)» [16].

Расчет зон молниезащиты вновь устанавливаемого оборудования выполнен согласно методике, изложенной в СО 153-34.21.122-2003 [19], надёжность молниезащиты принята 0,99. Расчетные зоны молниезащиты

приняты исходя из высоты подвеса ошиновки 110 кВ: 7,5 м (пролет над дорогой) и 6,5 м (ошиновка секционной перемычки).

Графически зоны молниезащиты представлены на рисунке 4.

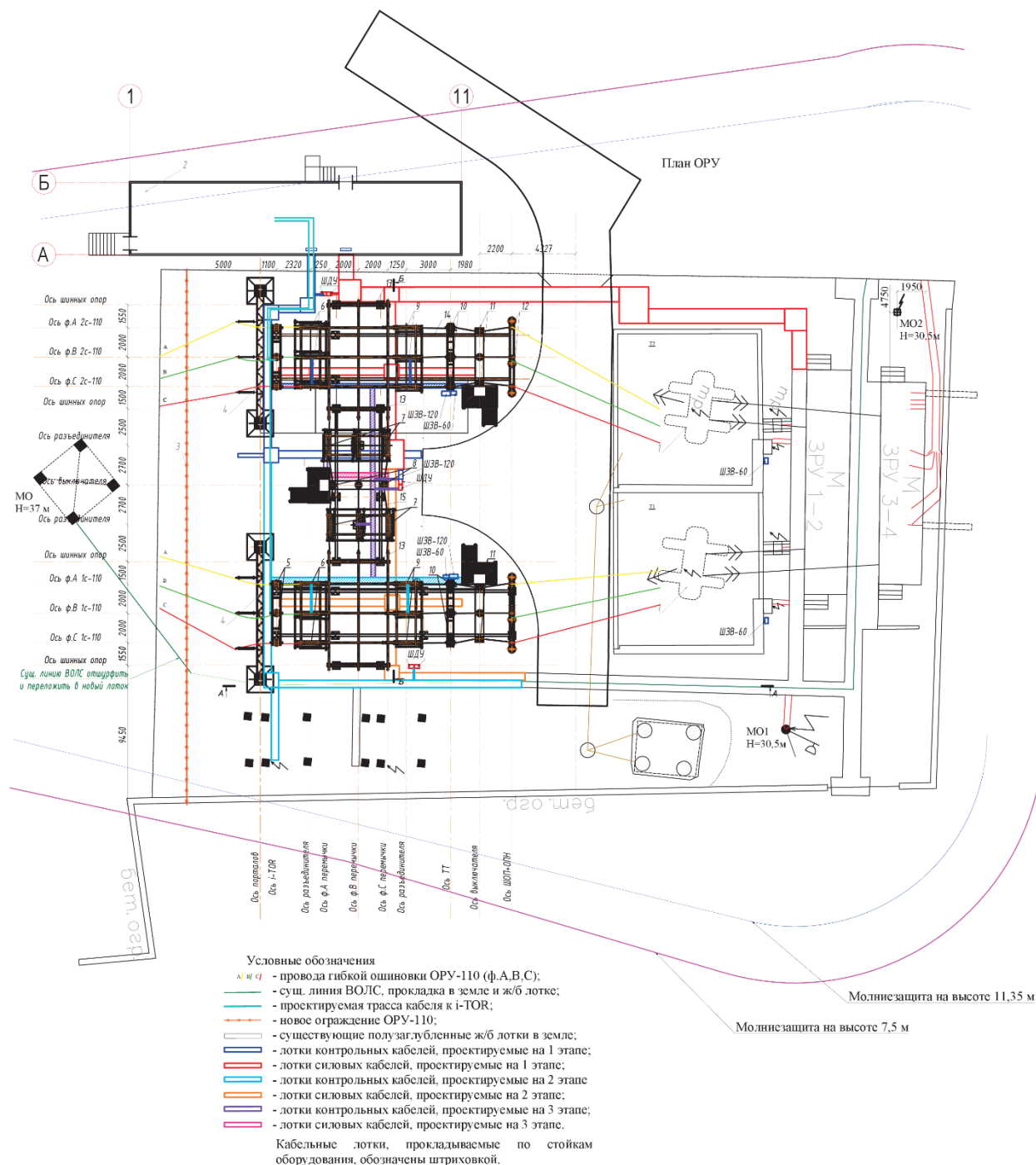


Рисунок 4 – Графическое изображение зон молниезащиты на плане ПС 110 кВ Лесная

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в электроустановке электрических сетей выше одного 1кВ с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтраль должно составлять не более 0,5 Ом.

Заземляющее устройство (ЗУ) ПС 110 кВ Лесная состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. «Горизонтальные заземлители выполнены из стальной омедненной полосы 5×40 мм и проложены на глубине 0,5 м» [8]. Вертикальные заземлители выполнены из стальных труб, наполненных смесью из минеральных солей, диаметром 60 мм длиной 9 м. Новое ЗУ ОРУ 110 кВ выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ-7 глава 1.7 из продольных и поперечных заземлителей в виде сетки с переменным шагом из полосы стальной оцинкованной сечением 5×40 мм и прокладывается на глубине 0,7 м. «Вертикальные заземлители выполняются из круглой оцинкованной стали диаметром 16 мм длиной 5 м» [16].

Проектируемое оборудование необходимо присоединить к существующему контуру заземления не менее чем в 2-х местах выпусками горизонтальной стальной полосы горячего оцинкования сечением 40×5 мм (ГОСТ Р 50571.5.54-2013 [10], ГОСТ 103-2006 [3]). Внутреннее заземляющее устройство здания выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е издание) [16], «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 [22], «Руководящими указаниями по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ» СТО 56947007-29.130.15.114-2012 [21], «Методическими указаниями по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» СТО 56947007-29.240.044-2010 [24].

«Внутренний контур заземления выполнен в виде главной заземляющей шины, представляющей из себя стальную полосу 40×4, проложенную по периметру всех помещений, к которой присоединяется все оборудование, требующее заземления» [21]:

- металлоконструкции зданий;

- металлические кабеленесущие конструкции;
- корпуса металлических шкафов;
- PEN-проводник питающей линии;
- PE-проводники отходящих линий;
- заземляющий проводник контура повторного заземления.

Оборудование подключается к контуру заземления в соответствии со схемой системы уравнивания потенциалов, представленной в графической части.

СУП разных отметок связаны при помощи медных проводников. ГЗШ присоединяется к внешнему контуру заземления здания стальной омедненной полосой 5×40мм.

Главная заземляющая шина и уравнивающие проводники на обоих концах обозначены продольными или поперечными полосами желто-зеленого цвета одинаковой ширины.

Заземление оборудования и конструкций для его установки выполняется согласно указаниям в соответствующих узлах установки оборудования.

«Сечение заземляющих проводников и заземлителей следует выбирать по условию тепловой устойчивости с учетом запаса на коррозию, согласно п. 15.2.6, 15.2.7 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций 6-750 кВ»» [21].

«Минимально допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости $S_{\text{ТУ}}$ составляет:

$$S_{\text{ТУ}} = I_{\text{кз}}^{(1)} \cdot S_{1\text{кА}} \cdot q, \quad (18)$$

где $I_{\text{кз}}^{(1)}$ – однофазный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ, кА;

$S_{1\text{кА}}$ – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 с для горизонтального стального заземлителя составляет 14 мм²/кА;

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока КЗ, о.е.

$$q = \sqrt{t + 0,09}, \quad (19)$$

где t – продолжительность воздействия тока, учитывающее время срабатывания резервной релейной защиты 0,7 с и полное время отключение выключателя 0,05 с» [21].

$$q = \sqrt{0,75 + 0,09} = 0,92.$$

«Минимально допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости $S_{\text{тy}}$ составляет» [21]:

$$S_{\text{тy}} = 5,3 \cdot 14 \cdot 0,92 = 68,3 \text{ мм}^2.$$

«При использовании стальных заземлителей и заземляющих проводников к расчетному значению сечения, выбранного по термической стойкости ($S_{\text{тy}}$), добавляется сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки ($S_{\text{кор}}$) за время дальнейшей эксплуатации электроустановки (t).

Добавочное сечение по условиям коррозии для стального заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения определяется» [21]:

$$S_{\text{кор}(t)} = \pi \cdot \delta_{\text{к}(t)} \left(\sqrt{4 \cdot \frac{S_{\text{тy}}}{\pi}} + \delta_{\text{к}(t)} \right), \quad (20)$$

где $\delta_{\text{к}(t)}$ – глубина коррозии стального заземлителя или заземляющего проводника в зависимости от коррозионной зоны, мм. На основании результатов инженерно- геологических изысканий коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали относится к средней, что соответствует коррозионной зоне К4 с расчетной глубиной коррозии за 30 лет 0,8 мм.

Добавочное сечение по условиям коррозии для стального заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения составляет:

$$S_{кор(t)} = \pi \cdot 0,8 \left(\sqrt{4 \cdot \frac{68,3}{\pi}} + 0,8 \right) = 23,5 \text{ мм}^2.$$

«Минимальная полная площадь сечения стального заземляющего проводника и заземлителя круглого сечения составляет» [21]:

$$S_{полн} = S_{ту} + S_{кор(t)}, \quad (21)$$
$$S_{полн} = 68,3 + 23,5 = 91,8 \text{ мм}^2.$$

Расчетный минимальный диаметр заземлителя круглого сечения составляет:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{полн}}{\pi}}, \quad (22)$$
$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 91,8}{\pi}} = 10,8 \text{ мм}.$$

Таким образом, по условию термической стойкости и согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013 и ГОСТ 103-2006 принимается стальная полоса прямоугольного сечения 40×5 мм, диаметр вертикального стального оцинкованного заземлителя 16 мм.

План заземления ОРУ 110 кВ приведен на рисунке 5.

В соответствии с ПУЭ п.1.7.95 для исключения возможности выноса потенциала за территорию подстанции до потребителей 0,4 кВ, их подключение выполняется с помощью кабелей без брони, а также на стороне потребителя силами ПАО «Россети» выполняется установка разделительных трансформаторов.

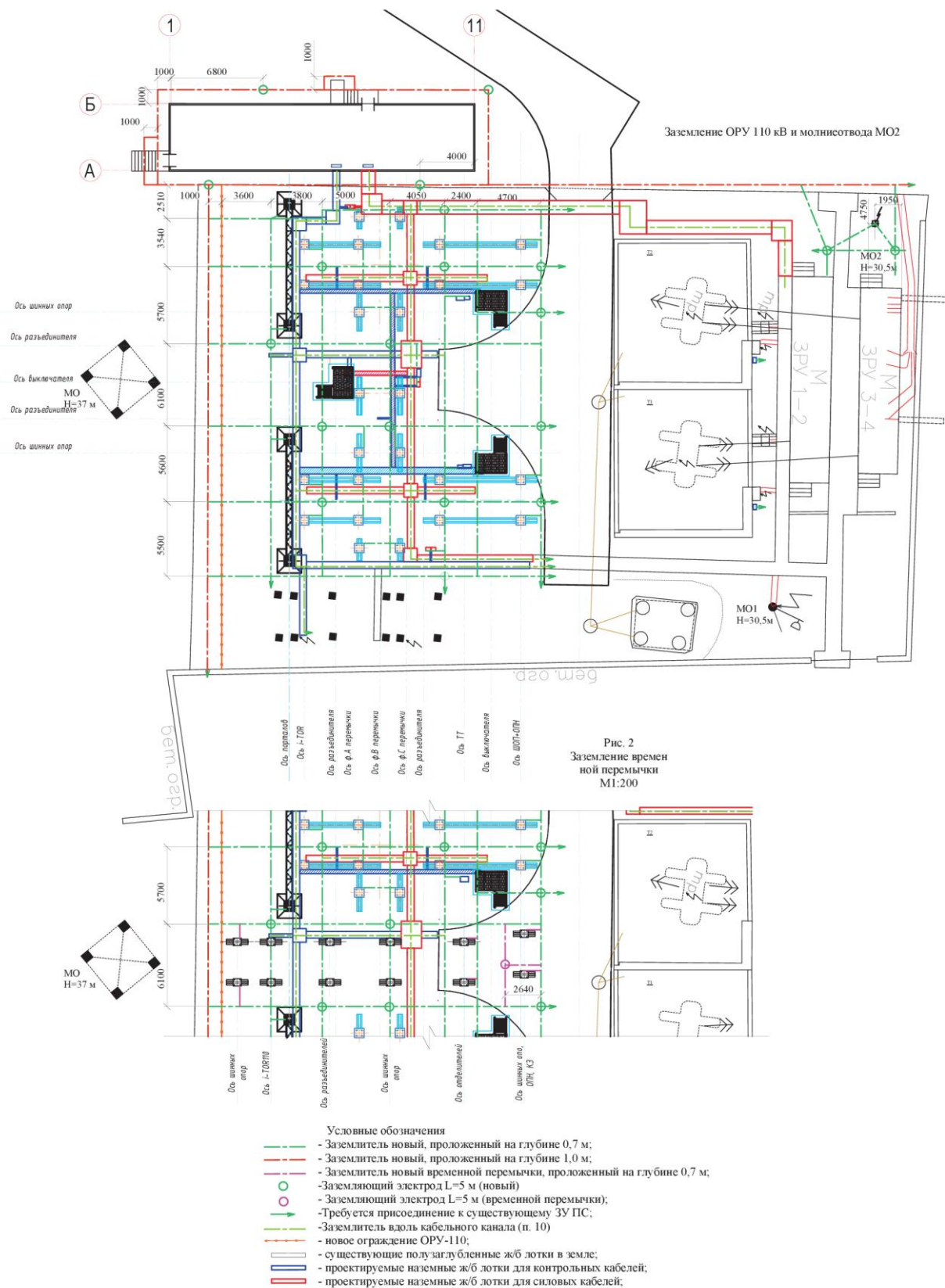


Рисунок 5 - План заземления ОРУ 110 кВ ПС Лесная

Место установки и уточненная марка разделительных трансформаторов с привязкой к компоновке помещений на стороне абонента определяется при разработке рабочей документации.

Наземные железобетонные кабельные лотки по территории подстанции прокладываются с соблюдением требований электромагнитной совместимости.

Для уменьшения импульсных помех на устройства релейной защиты, автоматики, управления, связи, выполненных на базе микропроцессорной техники, предусмотрены следующие мероприятия:

- вдоль кабельных лотков прокладываются по два горизонтальных проводника. Проводники прокладываются по обеим сторонам лотка на глубине 0,1 м максимально близко к лоткам. Проводники выполняются из стальной оцинкованной полосы 40×5 мм, которые присоединяются к заземляющим шинам здания релейного щита на входе кабельных лотков в здание и к заземляющим клеммам шкафов управления оборудованием, а также через каждые 15 - 20 м к ЗУ подстанции, но не ближе 10 м от оснований молниеотводов и ОПН;
- «в одном контрольном кабеле не прокладываются цепей различных классов по уровню испытательного напряжения, измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, цепей управления с цепями измерения и сигнализации, цепей управления, измерения и
- сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ;
- контрольные кабели применяются экранированными с заземлением экранов с двух сторон; заземление экранов кабелей в зданиях необходимо осуществлять в месте концевой разделки кабелей; заземление экранов кабелей должно, по возможности, обеспечиваться по всему периметру с помощью металлических хомутов, пайки или сварки; не допускается заземление экранов кабелей навитым проводом;
- раздельная прокладка силовых и контрольных кабелей» [9];

- в радиусе не более 3 м от места присоединения заземляющего спуска от электрооборудования к заземляющему устройству обеспечено растекание токов не менее, чем в четырех направлениях по магистралям заземляющего устройства.

«Современные устройства РЗА, АСУТП и АИИСКУЭ, основанные на микроэлектронных и микропроцессорных элементах, имеют широкие функциональные возможности и ряд других преимуществ перед электромеханическими реле. Однако, в отличие от них, современные МП устройства обладают повышенной чувствительностью к электромагнитным помехам. Электрическая подстанция является мощным источником электромагнитных полей и помех, в связи с чем для нормального функционирования цифровых устройств необходимо обеспечить их электромагнитную совместимость с электромагнитной обстановкой на подстанции. Для этого требуется выполнение следующих обязательных условий:

- электронные устройства должны проходить испытания на помехоустойчивость по классам жесткости испытаний, определенным соответствующими государственными и отраслевыми нормативными документами для применения на энергообъектах со свойственной им жесткой ЭМО;
- уровни полей и помех, воздействующие на электронные и микропроцессорные устройства и их коммуникации, не должны превышать значений, при которых обеспечивается корректная и устойчивая работа этих устройств;
- уровни разностей потенциалов, прикладываемых к изоляции вторичных цепей, не должны превышать допустимые нормы в соответствии с ГОСТ Р 50571.4.44-2019. Перенапряжения, приложенные к элементам электрических схем, не должны превышать предельно-допустимых уровней, указанных для данных элементов» [9].

Выводы по разделу.

Для защиты от волн грозовых перенапряжений, на подстанции установлены по одному комплекту ОПН на трансформаторных присоединениях.

В связи с отсутствием расширения ОРУ 110 кВ проверка защиты вновь устанавливаемого оборудования вновь устанавливаемыми ОПН не производилась.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящей мачты молниезащиты высотой 30,5 м, нового молниеотвода МО2 высотой 30,5 м и концевой опоры ВЛ 110 кВ (опора №36) высотой 37 м, установленной вблизи ПС 110 кВ Лесная. Были определены расчетные зоны молниезащиты, которые покрывают всю территорию ПС.

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в электроустановке электрических сетей выше одного 1кВ с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтраль должно составлять не более 0,5 Ом.

Новое ЗУ ОРУ 110 кВ выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ-7 глава 1.7 из продольных и поперечных заземлителей в виде сетки с переменным шагом из полосы стальной оцинкованной сечением 5×40 мм и прокладывается на глубине 0,7 м. «Вертикальные заземлители по результатам расчетов выполняются из круглой оцинкованной стали диаметром 16 мм длиной 5 м» [16].

3 Электроосвещение подстанции

3.1 Освещение здания релейного щита

Сеть внутреннего освещения здания РЩ выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е издание) раздела 6. «Предусматривается рабочее, аварийное, эвакуационное освещение. Рабочее освещение предусматривается во всех помещениях, напряжение питания 220 В переменного тока» [16].

Освещение помещений зданий предусматривается светодиодными светильниками, соответствующими назначению помещений. Нормы освещенности помещений приняты в соответствии с СП 52.13330.2016 [20].

В состав рабочего освещения входят также переносное (ремонтное) и местное освещение. С этой целью в РЩ выполняется стационарная сеть напряжением 36 В, питание которой осуществляется от понижающих трансформаторов 220/36 В.

Переносное освещение представляет из себя переносные аккумуляторные светильники с напряжением питания 12 В.

Для организации сети аварийного освещения в здании предусматривается установка светодиодных светильников, подключенных к системе постоянного тока.

Для сетей рабочего и аварийного освещения зданий применены светодиодные светильники. Светильники помещений АБ №1 и АБ №2 выполнены во взрывобезопасном исполнении.

«Сети внутреннего рабочего освещения выполняются кабелями ВВГнг(А)-LS. Сети внутреннего аварийного освещения выполняются кабелями ВВГнг(А)-FRLS» [20].

Распределительная сеть рабочего освещения выполняется трехпроводной (1 фаза, нулевой рабочий и нулевой защитный проводник).

Решения по наружному освещению представлены на рисунке 6.

Распределительная сеть аварийного освещения выполняется двухпроводной. Каждый светильник системы аварийного освещения заземляется медным проводником ПуВГнг(А)-LS 1×6.

Сеть внутреннего освещения здания прокладывается по кабельным лоткам, в пластмассовых коробах, в гофрированных ПВХ трубах по стенам и потолкам помещений. Питание штепсельной сети 220 В и понижающих трансформаторов 220/36 В выполняется от силового шкафа здания релейного щита.

3.2 Наружное освещение подстанции

«Наружное освещение подстанции выполняется в соответствии с требованиями СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»» [18]. Сеть наружного освещения выполняется для проведения в темное время суток работ на ОРУ, обеспечивающая освещенность в вертикальной плоскости не менее 10 люкс на контактах и корпусах высоковольтного оборудования.

В работе предусматривается установка двух светодиодных прожекторов мощностью 500 Вт на существующей прожекторной мачте на высоте 26 м. Питание сети электроосвещения подстанции (наружного освещения) осуществляется от щита переменного тока. Напряжение сети рабочего освещения – 220 В. Управление ручное по месту.

Выводы по разделу.

Освещение помещений зданий предусматривается светодиодными светильниками, соответствующими назначению помещений. Нормы освещенности помещений приняты в соответствии с СП 52.13330.2016 [20].

Светильники помещений АБ №1 и АБ №2 выполнены во взрывобезопасном исполнении.

В работе предусматривается установка двух светодиодных прожекторов мощностью 500 Вт для наружного освещения на существующей прожекторной мачте на высоте 26 м.

4 Система собственных нужд переменного тока

4.1 Существующее положение

Система собственных нужд переменного тока предназначена для обеспечения питания переменным током всех потребителей, расположенных на ПС 110 кВ Лесная, при наличии напряжения на выводах стороны 10 кВ хотя бы одного из силовых трансформаторов Т-1,2.

Источником питания собственных нужд являются 2 трансформатора собственных (местных) нужд ТМН-1,2 мощностью по 63 кВА. «Подключение каждого из трансформаторов осуществляется через выключатели, к шинам КРУН 10 кВ» [25].

4.2 Условия организации питания

«Согласно ПУЭ (п.1.2.19-1.2.21) выдвигаются следующие условия к организации питания электроприемников в соответствии с категориями» [16]. Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания:

- зарядные устройства аккумуляторных батарей;
- оборудование связи и телемеханики (собственный источник бесперебойного питания);
- РЗА, АСДУ, АИИС КУЭ;
- устройства волоконно-оптических и беспроводных сетей связи.
- электродвигатели приводов выключателей.
- аварийное освещение.
- цепи оперативных блокировок.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения одного из источников питания может быть допущен включения питания действиями дежурного персонала или выездной бригады:

- «электродвигатели системы охлаждения трансформаторов;
- электродвигатели приводов высоковольтного оборудования;
- электрообогрев высоковольтной коммутационной аппаратуры и шкафов наружной установки» [1].

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток:

- электродвигатели общеобменной вентиляции помещений;
- рабочее освещение, отопление.
- прочие электроприемники, не относящиеся к I и II категориям надежности электроснабжения.

4.3 Основные технические решения по системе СН ПС Лесная

Структура системы собственных нужд изображена на рисунке 7. Данная структура предполагает использование в качестве основного устройства распределения собственных нужд нового шкафа ЩСН расположенного в проектируемом здании РЩ. Для существующего щита местных нужд (ЩМН), расположенного в КРУН 10 кВ с.ш. 1,2 новым источником питания будет являться проектируемый ЩСН.

«Во всех помещениях блок-модульного здания РЩ предусматривается электрическое отопление, электроосвещение, а также система вентиляции» [15]. Питание собственных нужд осуществляется от существующих ТМН-1,2 напряжением 10/0,4кВ.

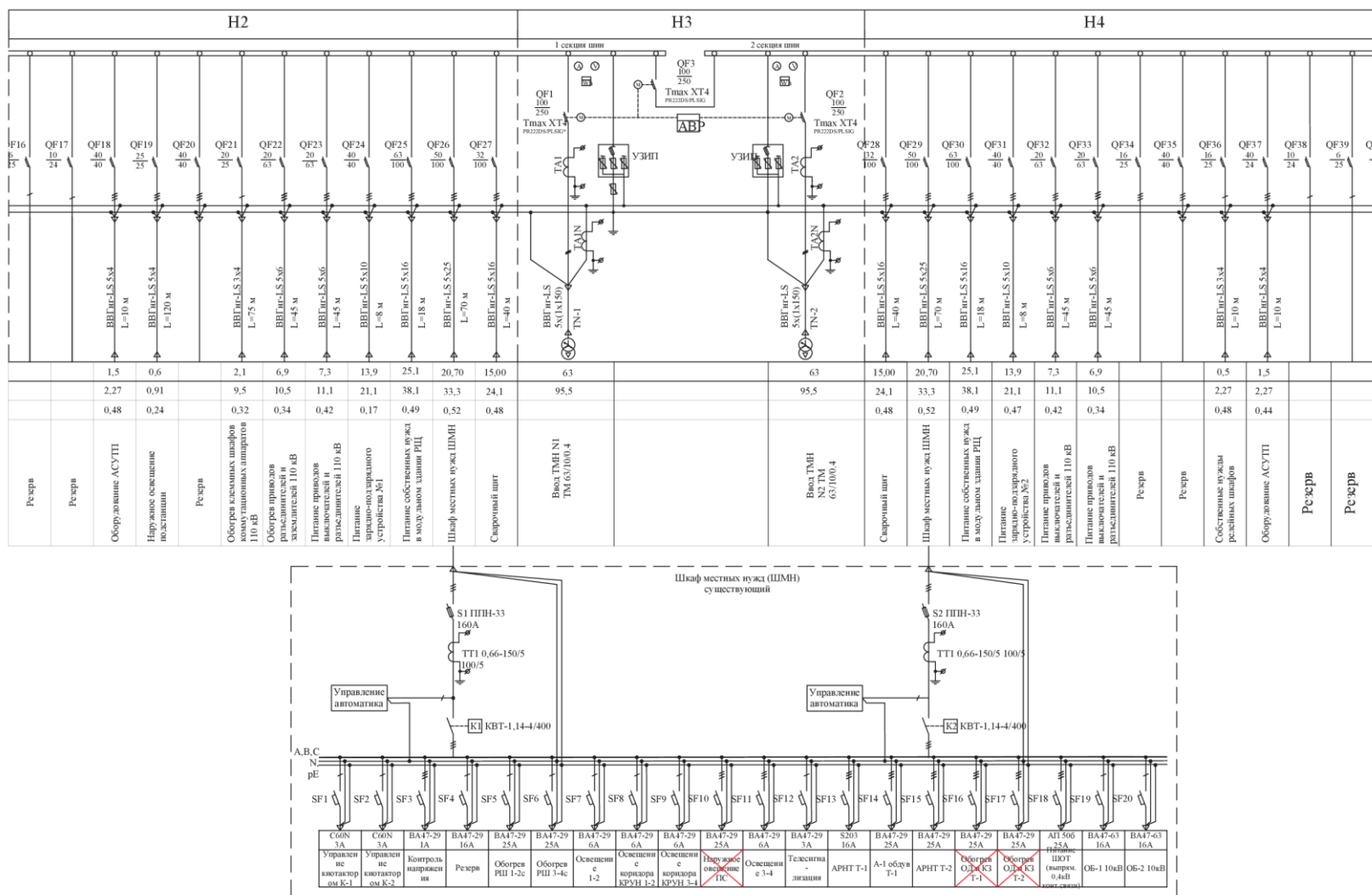


Рисунок 7 - Структура системы собственных нужд ПС Лесная

В качестве нагревательных приборов приняты электрические конвекторы с электронными регуляторами температуры.

Выбор ТСН.

«Согласно п.9.1.8 СТО 569447007-29.240.10.248-2017 мощность ТСН выбирается в соответствии с проектируемыми нагрузками СН в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициента одновременности их загрузки, а также перегрузочной способностью.

Расчетная максимальная мощность СН определяется суммированием установленной мощности отдельных токоприемников, умноженной на коэффициент одновременности загрузки.

При этом суммируются отдельно активные и реактивные составляющие потребляемой мощности, а затем определяется полная потребляемая мощность.

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}}/K_{\text{пер}}, \quad (23)$$

где $K_{\text{пер}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку масляного трансформатора» [22];

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ТСН, кВА;

$S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность нагрузки, кВА.

Расчет нагрузок потребителей собственных нужд для выбора мощности ТСН представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет нагрузок ЩСН ПС Лесная

Наименование потребителей	Установленная мощность					Расчетная нагрузка на все трансформаторы СН						Расчетная нагрузка	
	Мощность в единице, кВт	Количество присоединенных приемников	Общая мощность Р, кВт			Лето			Зима			Сл, кВА	Sз, кВА
						Участие максимуме αл	Активная мощность Рл=Р×αл/η, кВт	Реактивная мощность Qл=Рл×tgφ, квар	Участие максимуме αз	Активная мощность Рз=Р×αз/η, кВт	Реактивная мощность Qз=Рз×tgφ, квар		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Новые нагрузки													
Здание релейного щита													
Питание ЗВУ	13,9	2	27,80	0,9	0,48	0,12	3,71	1,80	0,12	3,71	1,80	4,1	4,1
Собственные нужды релейных шкафов	0,5	1	0,50	1	0,00	0,2	0,10	0,00	0,4	0,20	0,00	0,1	0,2
Оборудование АСУТП	1,5	1	1,50	1	0,00	1	1,50	0,00	1	1,50	0,00	1,5	1,5
Освещение	0,5	1	0,50	0,95	0,33	0,7	0,37	0,12	0,7	0,37	0,12	0,4	0,4
Розеточная сеть	2	1	2,00	0,9	0,48	0,7	1,56	0,75	0,7	1,56	0,75	1,7	1,7
Электрокалориферы	2	7	14,00	1	0,00	0,2	2,80	0,00	0,85	11,90	0,00	2,8	11,9
Кондиционирование	3	1	3,00	0,9	0,48	0,55	1,83	0,89	0,1	0,33	0,16	2,0	0,4
Вентиляция вытяжная	6	1	6,00	0,75	0,88	1	8,00	7,06	1	8,00	7,06	10,7	10,7
Итого:	-	-	55,30	-	-	-	-	-	-	-	-	23,34	30,87
Нагрузки на ОРУ													
Сварочные посты	15	1	15,00	0,85	0,62	0,1	1,76	1,09	0,1	1,76	1,09	2,1	2,1
Наружное освещение подстанции	0,3	2	0,60	0,95	0,33	0,5	0,32	0,10	0,5	0,32	0,10	0,3	0,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Обогрев приводов выключателей 110 кВ	0,9	3	2,70	1	0,00	0,2	0,54	0,00	1	2,70	0,00	0,5	2,7
Питание приводов выключателей 110 кВ	1,1	3	3,30	0,85	0,62	0,12	0,47	0,29	0,12	0,47	0,29	0,5	0,5
Обогрев приводов разъединителей 110 кВ	0,225	16	3,60	1	0,00	0,12	0,43	0,00	1	3,60	0,00	0,4	3,6
Питание приводов разъединителей 110 кВ	0,25	16	4,00	0,85	0,62	0,12	0,56	0,35	0,12	0,56	0,35	0,7	0,7
Обогрев блоков управления разъединителями 110 кВ	0,1	6	0,60	1	0,00	0,12	0,07	0,00	1	0,60	0,00	0,1	0,6
Обогрев клеммных шкафов	0,15	7	1,05	1	0,00	0,12	0,13	0,00	1	1,05	0,00	0,1	1,1
Итого:	-	-	30,85	-	-	-	-	-	-	-	-	4,79	11,57
Существующие нагрузки													
Щит местных нужд в КРУН 1, 2													
Обогрев РШ КРУН 10 кВ	0,2	38	7,60	1	0,00	0,2	1,52	0,00	0,85	6,46	0,00	1,5	6,5
Освещение панелей КРУН 10 кВ	0,3	2	0,60	0,95	0,33	0,2	0,13	0,04	0,4	0,25	0,08	0,1	0,3
Освещение коридоров КРУН 10 кВ	0,4	2	0,80	0,95	0,33	0,7	0,59	0,19	0,7	0,59	0,19	0,6	0,6
Управление контакторами	0,05	2	0,10	0,95	0,33	1	0,11	0,03	1	0,11	0,03	0,1	0,1
Контроль напряжения	0,05	1	0,05	0,95	0,33	1	0,05	0,02	1	0,05	0,02	0,1	0,1
Телесигнализация	0,3	10	3,00	0,95	0,33	1	3,16	1,04	1	3,16	1,04	3,3	3,3
АРНТ Т-1,2	1,2	1	1,20	0,95	0,33	0,6	0,76	0,25	0,6	0,76	0,25	0,8	0,8
А-1 обдув Т-1,2	0,75	8	6,00	0,95	0,33	1	6,32	2,08	0,7	4,42	1,45	6,6	4,7
Питание ШОТ	3,26	1	3,26	0,95	0,33	1	3,43	1,13	1	3,43	1,13	3,6	3,6
ОБ-1,2	0,4	2	0,80	0,95	0,33	1	0,84	0,28	1	0,84	0,28	0,9	0,9
Итого:	-	-	23,41	-	-	-	-	-	-	-	-	17,71	20,79
Всего:	-	Руст =	109,6	-	-	-	-	-	-	-	Спасч	45,8	63,2

Расчет параметров ТСН приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет параметров ТСН

«Наименование потребителей	Величина
Расчетная нагрузка собственных нужд 0,4 кВ, кВ А	63,2
Расчетная мощность ТСН с учетом коэффициента перегрузки, кВ А	60,2
Номинальная мощность ТСН, кВ А	63
Коэффициент загрузки ТСН в нормальном режиме, %» [14]	47,8

На ПС 110 кВ Лесная установлено два масляных трансформатора типа ТМ-63/10 мощностью 63 кВА каждый. Основные технические параметры трансформаторов ТСН:

- номинальная мощность – 63 кВА;
- номинальное высшее напряжение (ВН) — 10 кВ;
- «номинальное низшее напряжение (НН) — 0,4 кВ;
- схема и группа соединения обмоток — Y /Yн-11» [5].

Трансформаторы собственных нужд соответствуют требованиям ГОСТ 11920-85 [6], ГОСТ 11677-85 [5].

Согласно расчетам нагрузок потребителей собственных нужд, необходимость в замене трансформаторов ТСН отсутствует, т.к. суммарная полная мощность потребителей не превышает номинальной мощности трансформатора.

В схеме ЩСН предусмотрено подключение системы ППЗ. К данной системе относится шкаф ОПС, выполняющий функции устройства автоматической пожарной сигнализации. Аварийное освещение подключено к системе постоянного тока. Системы аварийного пожаротушения и дымоудаления на объекте не предусматривается.

Выводы по разделу.

Система собственных нужд переменного тока предназначена для обеспечения питания переменным током всех потребителей, расположенных

на ПС 110 кВ Лесная, при наличии напряжения на выводах стороны 10 кВ хотя бы одного из силовых трансформаторов Т-1,2.

Источником питания собственных нужд являются 2 трансформатора собственных (местных) нужд ТМН-1,2 мощностью по 63 кВА. «Подключение каждого из трансформаторов осуществляется через выключатели, к шинам КРУН 10 кВ» [25].

Определена расчетная максимальная мощность СН путем суммирования установленной мощности отдельных токоприемников и умножения на коэффициент одновременности загрузки.

Расчетная мощность ТСН с учетом коэффициента перегрузки составила 60,2 кВ А.

На ПС 110 кВ Лесная установлено два масляных трансформатора типа ТМ-63/10 мощностью 63 кВА каждый.

Согласно расчетам нагрузок потребителей собственных нужд, необходимость в замене трансформаторов ТСН отсутствует, т.к. суммарная полная мощность потребителей не превышает номинальной мощности трансформатора.

Заключение

Целью бакалаврской работы являлось повышение надежности функционирования ПС Лесная за счет замены устаревших ОД и КЗ на современные высоковольтные выключатели.

Для обеспечения бесперебойного питания потребителей ПС 110 кВ Лесная по стороне 10 кВ реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Лесная выполняется в 3 этапа, для каждого из которых определен состав выполняемых работ и построена электрическая схема ОРУ 110 кВ ПС, соответствующая этапу.

Основные технические характеристики выбранного оборудования ОРУ 110 кВ:

«Выключатели элегазовые колонковые:

- номинальное напряжение 110 кВ;
- номинальный ток $I_n = 630$ А;
- ток отключения КЗ не менее $I_{откл} \geq 31,5$ кА» [26].

«Трансформаторы тока 110 кВ элегазовые с четырьмя вторичными обмотками:

- номинальное напряжение 110 кВ» [26];
- коэффициенты трансформации и класс точности обмоток трансформаторов тока в ячейках ВЛ 110 кВ: 75-150-300-600/1 А, 0,2; 150-300-600/1 А, 10PR; 150-300-600/1 А, 10PR; 150-300-600/1 А, 10PR.

«Разъединители горизонтально-поворотного типа трехполюсные с одним и двумя комплектами заземляющих ножей, с электродвигательными приводами для главных и заземляющих ножей и выносными блоками управления:

- номинальное напряжение 110 кВ;
- номинальный ток $I_n = 630$ А;
- ток термической стойкости $I_{терм} = 20$ кА» [26].

«ОПН в цепи силового трансформатора:

- номинальное напряжение $U_n = 95 \text{ кВ}$;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{н.р.} = 76 \text{ кВ}$;
- номинальный разрядный ток 10 кА » [26].

Конструкция каждой фазы сборных шин выполнена из ряда шин, опирающихся своими концами на опорные изоляторы. Система жесткой ошиновки выполнена из прессованных трубчатых шин алюминиевого сплава 1915Т типоразмера $105 \times 5 \text{ мм}$.

Гибкая ошиновка ячеек представляет собой гибкие спуски и перемычки, также используется для перехода над дорогой. Для гибкой ошиновки в месте ввода ВЛ в ОРУ 110 кВ применяется ошиновка, соответствующая по марке и сечению ВЛ 110 кВ. ВЛ 110 кВ Тарховская-1 и ВЛ 110 кВ Тарховская-2 выполнены проводом АС-120, соответственно для спусков ВЛ 110 кВ необходимо принять провод АС-120/19.

Гибкая ошиновка, используемая в ячейке СВ 110 кВ и в месте перехода над дорогой, выбрана из расчета рабочего тока трансформатора 40 МВА с перегрузкой 30%. В качестве гибкой ошиновки в ячейке СВ 110 кВ и в месте перехода над дорогой принят провод АС - 95/16.

Для защиты от волн грозовых перенапряжений, на подстанции установлены по одному комплекту ОПН на трансформаторных присоединениях. В связи с отсутствием расширения ОРУ 110 кВ проверка защиты вновь устанавливаемого оборудования вновь устанавливаемыми ОПН не производилась.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящей мачты молниезащиты высотой 30,5 м, нового молниеотвода МО2 высотой 30,5 м и концевой опоры ВЛ 110 кВ (опора №36) высотой 37 м, установленной вблизи ПС 110 кВ Лесная. Были определены расчетные зоны молниезащиты, которые накрывают всю территорию ПС.

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в электроустановке электрических сетей выше одного 1кВ с глухозаземленной

и эффективно заземленной нейтраль должно составлять не более 0,5 Ом.

Новое ЗУ ОРУ 110 кВ выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ-7 глава 1.7 из продольных и поперечных заземлителей в виде сетки с переменным шагом из полосы стальной оцинкованной сечением 5×40 мм и прокладывается на глубине 0,7 м. «Вертикальные заземлители по результатам расчетов выполняются из круглой оцинкованной стали диаметром 16 мм длиной 5 м» [16].

Освещение помещений зданий предусматривается светодиодными светильниками, соответствующими назначению помещений. Нормы освещенности помещений приняты в соответствии с СП 52.13330.2016 [20]. Светильники помещений АБ №1 и АБ №2 выполнены во взрывобезопасном исполнении. В работе предусматривается установка двух светодиодных прожекторов мощностью 500 Вт для наружного освещения на существующей прожекторной мачте на высоте 26 м.

Система собственных нужд переменного тока предназначена для обеспечения питания переменным током всех потребителей, расположенных на ПС 110 кВ Лесная, при наличии напряжения на выводах стороны 10 кВ хотя бы одного из силовых трансформаторов Т-1,2. Источником питания собственных нужд являются 2 трансформатора собственных (местных) нужд ТМН-1,2 мощностью по 63 кВА. «Подключение каждого из трансформаторов осуществляется через выключатели, к шинам КРУН 10 кВ» [25].

Определена расчетная максимальная мощность СН путем суммирования установленной мощности отдельных токоприемников и умножения на коэффициент одновременности загрузки.

Расчетная мощность ТСН с учетом коэффициента перегрузки составила 60,2 кВ А. На ПС 110 кВ Лесная установлено два масляных трансформатора типа ТМ-63/10 мощностью 63 кВА каждый. Согласно расчетам нагрузок потребителей собственных нужд, необходимость в замене трансформаторов ТСН отсутствует, т.к. суммарная полная мощность потребителей не превышает номинальной мощности трансформатора.

Список используемой литературы

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. ГОСТ 103-2006 Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200068758> (дата обращения 01.12.2024).
4. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029490> (дата обращения 16.07.2024).
5. ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (дата обращения 01.12.2024).
6. ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012411> (дата обращения 01.12.2024).
7. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 16.10.2024).
8. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004477> (дата обращения 16.11.2024).
9. ГОСТ Р 50571.4.44-2019 Электроустановки низковольтные. Часть

4.44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200163803> (дата обращения 01.12.2024).

10. ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники уравнивания потенциалов [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108284> (дата обращения 16.11.2024).

11. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200018003> (дата обращения 13.10.2024).

12. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения 16.10.2024).

13. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 15.11.2024).

14. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.

15. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 15.10.2024).

16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 09.11.2024).

17. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов

короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 04.09.2024).

18. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001026> (дата обращения: 01.12.2024).

19. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (дата обращения: 05.11.2024).

20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 05.09.2024).

21. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200094403> (дата обращения 01.12.2024).

22. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/456089080> (дата обращения 01.12.2024).

23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]: URL: <https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto59012820-29-240-30-003-2009.pdf> (дата обращения 01.12.2024).

24. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения 01.12.2024).

25. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России.

[Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 15.10.2024).

26. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 16.11.2024).