

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 ГПП 110/6 кВ машиностроительного завода

Обучающийся

Е.А. Степанова
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы реконструкции главной понизительной подстанции машиностроительного предприятия АО «СерМЗ», расположенного в Пензенской области.

В бакалаврской работе выполнен анализ электрических нагрузок на промышленном предприятии, получающих питание от ГПП 110/6 кВ, существующих в настоящее время и ожидаемых в будущем. На основе значений ожидаемых нагрузок были приняты и подтверждены расчетами основные принимаемые решения по выбору схемы и электрооборудования подстанции предприятия.

Ниже приведены основные разделы проекта реконструкции подстанции, которые нашли свое отражение в выпускной квалификационной работе: дана краткая характеристика объекта проектирования, выпускаемой на предприятии продукции и характеристика его системы электроснабжения; произведён выбор числа и номинальной мощности трансформаторов, предназначенных для размещения на главной понизительной подстанции предприятия, выполнен анализ главных электрических схем в открытом распределительном устройстве подстанции на стороне высокого напряжения и в закрытом распределительном устройстве на стороне низкого напряжения; рассчитаны токи короткого замыкания; произведён выбор основных электрических аппаратов, устанавливаемых в ходе реконструкции подстанции; выбрана система оперативного тока; определена потребность в мощности трансформаторов собственных нужд; выполнены расчёты системы заземления и молниезащиты объектов подстанции.

ВКР выполнена в виде пояснительной записки объемом 49 страниц текста, включающей 1 графический рисунок, 15 таблиц с результатами расчетов и параметрами выбранного электрооборудования.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ текущей ситуации на объекте проектирования	7
2 Определение ожидаемых нагрузок по предприятию	10
3 Выбор номинальной мощности устанавливаемых на ГПП силовых трансформаторов.....	11
3.1 Техничко-экономические показатели варианта с трансформатором ТРДН-40000/110/6/6 кВ	12
3.2 Техничко-экономические показатели варианта с трансформатором ТРДН-63000/110/6/6 кВ	16
4 Анализ и выбор главной электрической схемы подстанции предприятия ..	18
5 Определение значений токов короткого замыкания на ГПП 110/6 кВ	21
6 Выбор параметров и проверка основного электрооборудования на номинальное напряжение 110 кВ и 6 кВ ГПП предприятия 110/6 кВ	25
6.1 Выбор высоковольтных выключателей на номинальное напряжение 110 кВ подстанции АО «СерМЗ» 110/6 кВ	26
6.2 Выбор разъединителей на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ	28
6.3 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ	29
6.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ.....	32
6.5 Выбор жесткой ошиновки на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ	34
6.6 Выбор КРУ 6 кВ на ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ	36
6.7 Выбор высоковольтных выключателей на номинальное напряжение 6 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ	36
6.8 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока на номинальное напряжение 6 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ	39

6.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 6 кВ на ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВА	40
7 Выбор параметров системы оперативного тока ГПП 110/6 кВ	41
8 Выбор номинальной мощности устанавливаемых на ГПП трансформаторов системы собственных нужд ГПП 110/6 кВ	42
9 Расчет параметров системы заземления и молниезащиты ГПП предприятия 110/6	43
Заключение	44
Список используемых источников	45

Введение

Наибольшую долю в промышленном производстве Пензенской области имеют машиностроение, металлообработка и металлургия.

«В настоящее время наблюдается наибольшее развитие приборостроения, пищевой, целлюлозно-бумажной промышленности, машиностроения, производство строительных материалов. Продукция пензенских предприятий поставляется в страны ближнего и дальнего Зарубежья. Пензенский регион экспортирует лекарственные средства, оборудование для химической и нефтегазовой промышленности и сельского хозяйства, средства наземного транспорта, приборы и многое другое.

Предприятия приборостроения и оборонно-промышленного комплекса специализируются на разработке и производстве изделий для атомной энергетики, радиоэлектроники, средств связи, автоматизированных систем управления и их элементов, приборов для ракетно-космической техники и стартовых наземных сооружений.

Промышленные предприятия активно занимаются разработкой и внедрением передовых технологий, современного оборудования. Только за период 2020-2022 гг. предприятиями было привлечено на техническое переоснащение производства и освоение новой продукции около 30 млрд. рублей. Участвуют в федеральных программах государственной поддержки промышленных предприятий, что дает возможность реализации проектов модернизации производств, освоения новых видов продукции» [2, 3].

Объектом рассмотрения в данной бакалаврской работе является машиностроительное предприятие АО «СерМЗ», специализирующееся на производстве прицепов для грузовых и легковых автомобилей, а также комплектующих и запасных частей для автомашин.

Цель бакалаврской работы заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей предприятия и поддержание соответствующего ГОСТ качества электрической энергии.

Достижение поставленной цели достигается в ходе решения основных задач, поставленных в работе:

- анализ текущей ситуации на объекте проектирования, которым является главная понизительная подстанция предприятия АО «СерМЗ» - ГПП 110/6 кВ;
- выбор числа и номинальной мощности трансформаторов, предназначенных для размещения на главной понизительной подстанции предприятия,
- анализ главных электрических схем в открытом распределительном устройстве подстанции на стороне высокого напряжения и в закрытом распределительном устройстве на стороне низкого напряжения;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основных электрических аппаратов, устанавливаемых в ходе реконструкции подстанции;
- выбор системы оперативного тока;
- определение потребности в мощности трансформаторов собственных нужд;
- выполнение расчётов систем заземления и молниезащиты объектов подстанции.

1 Анализ текущей ситуации на объекте проектирования

АО «СерМЗ» - это современное предприятие, специализирующееся на производстве прицепов для грузовых и легковых автомобилей, комплектующих и запасных частей к автомашинам семейства ВАЗ. Многолетний опыт работы, использование передовых технологий, стремление идти в ногу со временем, и репутация надежного партнера служат гарантией взаимовыгодного сотрудничества предприятия и потребителей продукции. АО «СерМЗ» занимает территорию 54,9 га, производственные площади составляют 146,0 тыс. м², на предприятии имеются металлорежущее (1093 ед.), кузнечно-прессовое (276 ед.) и электросварочное оборудование (200 ед.).

Общая площадь промышленной площадки: 547000 м².

Высвобождаемые площади под новые проекты: 23000 м².

Природный газ: 33848 тыс. м³/год.

Общая установленная мощность котельной 102 Гкал/час.

Имеются подъездные железнодорожные пути с заходом вагонов в заготовительное производство.

Общая протяженность ж/д путей - 21 км. Транспортный цех предприятия полностью укомплектован грузовыми и легковыми а/м, специальными машинами, тракторами, ПТО, тепловозами. На балансе завода находятся: паросиловая котельная (ПСК), обеспечивающая всеми видами энергии завод и прилегающие районы города; ГПП 110/6 кВ, на которой установлены два трансформатора ТРДН - 25000/110/6, мощностью 25 МВт каждый; 8 артезианских скважин общей производительностью 139 м³/час.

На предприятии осуществляется:

- холодная листовая штамповка изделий из рулонного металла:
 - на автоматических вырубных комплексах усилием от 150 до 500 тонн.
 - на трансферных многопозиционных прессах с 2-х и 3-х координатными грейферами усилием от 200 до 600 тонн.

- изготовление деталей методом глубокой холодной вытяжки на прессах двойного действия усилием 800 тонн.
- штамповка деталей толщиной от 0,76 до 10 мм на универсальных прессах усилием от 400 до 4000 тонн.
- холодная штамповка листовых деталей из металла толщиной от 0,76 до 7 мм на универсальных прессах усилием от 40 до 250 тонн.
- контактная сварка;
- точечная сварка штампованных деталей из металлов толщиной от 0,5 до 5,0 мм.
- рельефная сварка на машинах рельефной сварки:
 - листовых металлов толщиной от 0,5 до 5,0 мм;
 - приварка резьбовых шпилек;
 - приварка болтов, гаек и другой метизной продукции от М5 до М12;
- дуговая сварка деталей толщиной от 1 до 10 мм в среде защитных газов.

Подстанция 110/6 кВ является тупиковой и дальнейшей передачи электроэнергии через нее не происходит, потребителями является только АО «СерМЗ».

«По категории надежности электроснабжения, электроприемники промышленного предприятия АО «СерМЗ» относятся к I и II. Преимущественно, на промышленном предприятии преобладают электроприемники II категории надежности электроснабжения. В процентном соотношении, потребителей, относящихся к I категории, 30%, а потребителей, относящихся ко II категории, 70 %» [31].

В данный момент РУ 110 кВ выполнено по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [20], а РУ 6 кВ выполнено по типовой схеме № 6-1 «Две одиночные, секционированные выключателем, системы шин» [20].

Трансформаторы, установленные на подстанции АО «СерМЗ», обладают номинальной мощностью по 25 МВА. Тип СТ - ТРДН.

Обслуживание ГПП предприятия АО «СерМЗ» 110/6 кВ производится силами ремонтно-эксплуатационного персонала.

Выводы по разделу.

Приведено описание промышленного предприятия, определены перспективы его развития, дана краткая характеристика выпускаемых видов продукции и услуг, оказываемых предприятием потребителям. Указан тип главной понизительной подстанции предприятия и её положение в системе электроснабжения, дана краткая характеристика применяемых на подстанции схемных решений и основных установленных на подстанции силовых трансформаторах.

2 Определение ожидаемых нагрузок по предприятию

Перечень основных производственных цехов предприятия: заводоуправление; инструментальный цех; испытательный центр; кислородная станция; медицинский пункт; механический цех; прессовое производство; ремонтно-механический цех; сборочный цех; сварочный цех; склад готовой продукции; столовая; термический цех; токарный цех.

Расчетная перспективная нагрузка завода $S_{\text{ожид}}$ составит 52,1 МВА.

При данном значении нагрузки загрузка силовых трансформаторов в номинальном режиме составит $52,1/50 = 104,2 \%$ и приведет к постоянной перегрузке силовых трансформаторов и ускоренному выходу их из строя [1].

Потребление электроэнергии на АО «СерМЗ» достигнет значения 261583,68 МВт·ч ($W_{\text{ПС}} = 261583,68 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$).

«Число часов, на протяжении которых наблюдается максимальная продолжительность годового графика нагрузки» [9]:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{S_{\text{ожид}}}, \quad (1)$$

$$T_{\text{м}} = \frac{261583,68}{52,1} = 5020,8 \text{ ч.}$$

«Коэффициент заполнения годового графика нагрузки» [9]:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_{\text{м}}}{8760}, \quad (2)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{5020,8}{8760} = 0,572.$$

Выводы. Показаны перспективы роста нагрузки, связанные с увеличением выпуска продукции.

3 Выбор номинальной мощности устанавливаемых на ГПП силовых трансформаторов

Потребители предприятия АО «СерМЗ» относятся к I и II категориям по надежности электроснабжения. Для электроснабжения таких потребителей устанавливают не менее двух силовых трансформаторов при отсутствии других резервных источников питания.

Номинальную мощность силовых трансформаторов при их числе равном двум определим по формуле [3]:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{ожд}}}{K_{\text{пер}}}, \quad (3)$$

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{52,1}{1,4} = 37,21 \text{ МВА.}$$

Выбираем по справочнику 2 трансформатора с ближайшей большей мощностью для их последующего технико-экономического сравнения.

Для технико-экономического сравнения принимаем силовые трансформаторы ТРДН-40000/110/6/6 кВ и ТРДН-63000/110/6/6 кВ. Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов ТРДН мощностью 40 МВА и 63 МВА

$S_{\text{х.х.}}$, МВА	U, кВ			Потери в режиме х.х. и к.з., кВт		U _к , %	$I_{\text{х.х.}}$, %
	ВН	НН1	НН2	P _{х.х.}	P _{к.з.}	ВН – НН1(2)	
40	115	6,3	6,3	22	170	10,5	0,28
63	115	6,3	6,3	35	245	10,5	0,25

Технико-экономическое сравнение двух вариантов установки трансформаторов на ГПП выполним в соответствии с методикой, приведенной в пособии [9].

3.1 Технико-экономические показатели варианта с трансформатором ТРДН-40000/110/6/6 кВ

«Приведенные потери мощности определяются из формулы:

$$P'_T = P'_{x.x} + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + k_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}, \quad (4)$$

где $P'_{x.x}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода,

$k_{з.в}, k_{з.н1}, k_{з.н2}$ - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений,

$P'_{к.в}, P'_{к.н1}, P'_{к.н2}$ - приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток» [9].

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода определяются из формулы:

$$P'_{x.x} = P_{x.x} + k_{un} \cdot Q_{x.x}, \quad (5)$$

где $k_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар}$ - коэффициент изменения потерь, определяемый из [9],

$$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x}}{100} \cdot S_{ном.Т} = 112 \text{ квар} - \text{потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода} \text{ [9].}$$

$$P'_{x.x} = 22 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт.}$$

«Коэффициент загрузки обмоток трансформатора определяется из формулы:

$$K_{з.в.(н1,н2)} = \frac{S_{B(н1,н2)}}{S_{ном.Т}}, \quad (6)$$

где $S_{B(н1,н2)}$ - расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений» [9].

$$K_{з.в.} = \frac{52100}{40000} = 1,3025,$$

$$K_{з.н1(н2)} = \frac{26050}{40000} = 0,65125.$$

«Приведенные потери мощности в режиме короткого замыкания определяются из формулы:

$$P'_{к.в.(н1,н2)} = P_{к.з.в.(н1,н2)} + K_{ун} \cdot Q_{к.в.(н1,н2)}, \quad (7)$$

где $P_{к.з.в.} = 0$ кВт, $P_{к.з.н1(н2)} = 2 \cdot P_{к.з.} = 2 \cdot 170 = 340$ кВт - потери активной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток при их 100 % загрузке,

$$Q_{к.в.} = \frac{0,125 \cdot U_k}{100} \cdot S_{ном.Т} = 525 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1(н2)} = \frac{1,75 \cdot U_k}{100} \cdot S_{ном.Т} = 7350 \text{ квар} - \text{потери реактивной}$$

мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток» [9].

$$P'_{к.в.} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1(н2)} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт}.$$

«После определения всех слагаемых потерь в трансформаторе, рассчитаем величину потерь (4)» [11]:

$$P'_T = 27,6 + 1,3025^2 \cdot 26,25 + 0,65125^2 \cdot 707,5 + 0,65125^2 \cdot 707,5 = 672,27 \text{ кВт.}$$

«Потери электроэнергии определяются из следующего выражения:

$$\Delta W_{п.с} = \sum n_i \cdot P'_{x,x} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot K_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н1} \cdot K_{з.н1.i}^2 \cdot T_i + \right. \\ \left. + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.н2} \cdot K_{з.н2.i}^2 \cdot T_i \right), \quad (8)$$

где i – ступень годового графика нагрузки,

$n = 2$ – число трансформаторов, одновременно работающих на соответствующей ступени годового графика нагрузки,

T_i – продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки» [9].

Результаты расчетов потерь электрической энергии на каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 2.

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{п.с} \cdot C_{\text{э}}, \quad (9)$$

где $C_{\text{э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии» [9].

Таблица 2 – Нагрузки по обмоткам СТ на всех ступенях годового графика и потери электроэнергии

і ступень	S_B	S_{H1}	S_{H2}	n_i	T_i	$\Delta W_{x.x}$	$K_{з.б.}$	$K_{з.н1}$	$K_{з.н2}$	$\Delta W_{К.ЗВ}$	$\Delta W_{К.ЗН1}$	$\Delta W_{К.ЗН2}$
1	52100	26050	26050	2	500	27600	1,70	0,42	0,42	11133	75017	75017
2	48465	24233	24233	2	120	6624	1,47	0,37	0,37	2312	15580	15580
3	42685	21342	21342	2	680	37536	1,14	0,28	0,28	10163	68481	68481
4	41189	20595	20595	2	700	38640	1,06	0,27	0,27	9742	65641	65641
5	39491	19745	19745	2	830	45816	0,97	0,24	0,24	10618	71545	71545
6	34843	17421	17421	2	1160	64032	0,76	0,19	0,19	11552	77839	77839
7	31488	15744	15744	2	1150	63480	0,62	0,15	0,15	9353	63024	63024
8	26476	13238	13238	1	980	27048	0,44	0,11	0,11	11270	75940	75940
9	22959	11480	11480	1	180	4968	0,33	0,08	0,08	1557	10489	10489
10	20655	10328	10328	1	1230	33948	0,27	0,07	0,07	8610	58012	58012
11	18190	9095	9095	1	270	7452	0,21	0,05	0,05	1466	9876	9876
12	14309	7155	7155	1	960	26496	0,13	0,03	0,03	3225	21729	21729
Σ:					-	383640	-	-	-	91001	613175	613175
					1700991							

«Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{Э}}$ рассчитывается из выражения:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (10)$$

где $\alpha = 4,37$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности,

$\beta = 2,06$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности» [9, 29].

$$И_{\text{Э}} = 1700991 \cdot \left(\frac{4,37}{5020,8} + 2,06 \right) = 3505521,96 \text{ руб.}$$

«Приведенные затраты на трансформатор определяются из формулы:

$$З_{\text{пр}} = E_{\text{Н}} \cdot K + И = E_{\text{Н}} \cdot K + И_{\text{о}} + И_{\text{Э}}, \quad (11)$$

где $E_{\text{Н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования,
 K – стоимость силового трансформатора (25 000 000 руб.),
 $И_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии,
 $И_{\text{о}} = 2350000$ руб – годовые отчисления на СТ» [9].

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 25000000 + 2350000 + 3505521,96 = 9605521,96 \text{ руб.}$$

3.2 Техничко-экономические показатели варианта с трансформатором ТРДН-63000/110/6/6 кВ

Расчеты для варианта с трансформатором ТРДН-63000/110/6/6 кВ производим аналогичным образом по выражениям (4-7):

$$P'_{\text{х.х}} = 35 + 0,05 \cdot 157,5 = 42,875 \text{ кВт},$$

$$K_{\text{з.в.}} = \frac{52100}{63000} = 0,826,$$

$$K_{\text{з.н1(н2)}} = \frac{26050}{63000} = 0,4134,$$

$$P'_{\text{к.в}} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34 \text{ кВт},$$

$$P'_{\text{к.н1(н2)}} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,81 \text{ кВт},$$

$$P'_{\text{Т}} = 42,875 + 0,826^2 \cdot 41,34 + 0,4134^2 \cdot 1068,81 + 0,4134^2 \cdot 1068,81 = 436,39 \text{ кВт}.$$

В таблице 3 приведены результаты расчетов потерь электрической

энергии для варианта с трансформаторами ТРДН-63000/110/6/6 кВ.

Произведем расчет по формулам (9-11):

$$И_{\Sigma} = 1400575 \cdot \left(\frac{4,37}{5020,8} + 2,06 \right) = 2886403,53 \text{ руб,}$$

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 40000000 + 3760000 + 2886403,53 = 12646403,53 \text{ руб.}$$

Таблица 3 – Нагрузки по обмоткам СТ на всех ступенях годового графика и потери электроэнергии

і ступень	S _B	S _{н1}	S _{н2}	n _i	T _i	ΔW _{x.x}	K _{з.в.}	K _{з.н1}	K _{з.н2}	ΔW _{к.зв}	ΔW _{к.зн1}	ΔW _{к.зн2}
1	52100	26050	26050	2	500	42875	0,68	0,17	0,17	7068	45685	45685
2	48465	24233	24233	2	120	10290	0,59	0,15	0,15	1468	9488	9488
3	42685	21342	21342	2	680	58310	0,46	0,11	0,11	6452	41705	41705
4	41189	20595	20595	2	700	60025	0,43	0,11	0,11	6185	39975	39975
5	39491	19745	19745	2	830	71172,5	0,39	0,10	0,10	6741	43571	43571
6	34843	17421	17421	2	1160	99470	0,31	0,08	0,08	7334	47404	47404
7	31488	15744	15744	2	1150	98612,5	0,25	0,06	0,06	5938	38381	38381
8	26476	13238	13238	1	980	42017,5	0,18	0,04	0,04	7155	46247	46247
9	22959	11480	11480	1	180	7717,5	0,13	0,03	0,03	988	6388	6388
10	20655	10328	10328	1	1230	52736,25	0,11	0,03	0,03	5466	35329	35329
11	18190	9095	9095	1	270	11576,25	0,08	0,02	0,02	930	6014	6014
12	14309	7155	7155	1	960	41160	0,05	0,01	0,01	2047	13233	13233
Σ:					-	595962,5	-	-	-	57773	373420	373420
					1400575							

Выводы по разделу.

По результатам расчетов выбираем силовые трансформаторы ТРДН-40000/110/6/6 кВ с наименьшими приведенными затратами по сравнению со вторым вариантом.

4 Анализ и выбор главной электрической схемы подстанции предприятия

ГПП на АО «СерМЗ» имеет четкую границу на территории предприятия, поэтому при реконструкции изменение размеров подстанции не допускается.

На стороне высокого напряжения главная понизительная подстанция применяется открытое распределительное устройство.

«Применяемое оборудование 110 кВ устанавливается на отдельно стоящие и блочные металлоконструкции с использованием фундаментов из металлических винтовых свай.

Для уменьшения габаритов применена жесткая ошиновка в ремонтной перемычке. Перемычки между оборудованием и спуски к нему выполнены неизолированным сталеалюминевым проводом» [8].

Для перемещения автотранспорта предусматривается дорога с общей шириной 4,5 метра.

«РУ 6 кВ выполняется в блочно-модульном здании ЗРУ 6 кВ, совмещенном с ОПУ. В здании ЗРУ 6 кВ предусмотрено размещение главного щита управления, комнаты связи и помещения для персонала подстанции.

Размещение зданий, сооружений и автодорог предусматривает:

- использование промышленных методов производства строительных и монтажных работ;
- ревизию, ремонты трансформаторов с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;
- проезд (подъезд) пожарных машин;
- доставку тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных средств» [8];
- размещение на территории подстанции зданий и внутренних сооружений производится с учетом минимизации числа и протяженности кабельных линий и сокращения протяженности дорожного полотна.

«Прокладка силовых и контрольных кабелей на территории подстанции организована в наземных ж/б лотках. По металлоконструкциям к оборудованию разводка выполняется с использованием металлических лотков и гофрированной трубы» [13].

«Внутри помещений ОПУ кабели прокладываются в кабельных каналах внутри фальшпола и внутри пластиковых каналов по поверхности стен. Внутри помещений РУ 6 кВ кабели прокладываются на подвесных кабельных лотках» [12].

Трассы прокладки кабелей выбираются из необходимости обеспечения ЭМС на подстанции.

«В соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008 электрические схемы подстанций должны:

- обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников;
- учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;
- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности» [20].

Схема электроснабжения АО «СерМЗ» выбирается с учетом обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей и резервирования при использовании минимально достаточного количества электрооборудования и проводников [32].

Схема предусматривает отдельную работу силовых трансформаторов и секций шин.

Используются преимущественно типовые решения.

Выводы по разделу.

Принимаем на подстанции АО «СерМЗ» типовую схему 110 кВ № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [20, 19].

«Схема 110-4Н типичная для тупиковых подстанций, подключенных к двухцепной воздушной линии. Основными преимуществами схемы являются:

- минимально отчуждаемая земельная площадь, что в условиях промышленного предприятия является значимым преимуществом;
- дешевизна схемы (в виду минимального количества соединяющих проводников и оборудования)» [20].

Кроме того, выбранная схема 110 кВ позволяет обеспечить необходимую надежность благодаря использованию резервной перемычки.

На стороне 6 кВ принимаем на ГПП АО «СерМЗ» схему 6 кВ № 6-2 «две, секционированные выключателями, системы шин» [20].

5 Определение значений токов короткого замыкания на ГПП 110/6 кВ

Согласно исходным данным, максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах ГПП АО «СерМЗ» $I_{K110}^{(3)} = 19550$ А.

Расчет токов КЗ необходимо выполнить только на шинах 6 кВ трансформатора ТРДН-40000/110/6/6 кВ подстанции АО «СерМЗ» 110/6 кВ.

Расчет производим по методике, приведенной в ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» [4].

Исходные данные для расчета токов КЗ:

- максимальное значение тока 3х фазного КЗ на шинах напряжением 110 кВ $I_{K110}^{(3)} = 19550$ А;
- средненоминальное напряжение источника $E_C = 115$ кВ;
- паспортные данные СТ типа ТРДН-40000/110/6/6 кВ принимаются по таблице 3 ВКР.

За базисную мощность принимаем – $S_6 = 100$ МВА.

Базисные значения напряжения – $U_{61} = 115$ кВ и $U_{62} = 6,3$ кВ.

Найдем значение базисных токов [14]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6i}}, \quad (12)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Составляем схему замещения (рисунок 1).

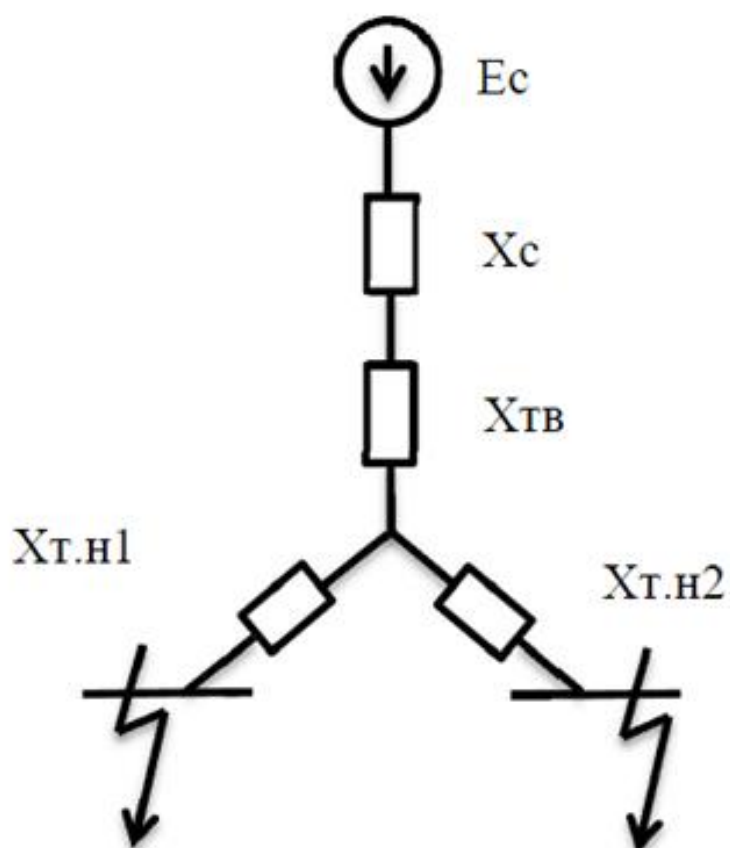


Рисунок 1 – Схема замещения

Производим перерасчет параметров схемы замещения в относительных единицах.

Найдем напряжение источника эквивалентного ЭЭС:

$$E_{*C(6)} = \frac{E_C}{U_{61}}, \quad (13)$$

$$E_{*C(6)} = \frac{115}{115} = 1.$$

Найдем сопротивление источника эквивалентного ЭЭС [24]:

$$X_{*C(6)} = \frac{E_C \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{K110}^{(3)} \cdot U_{61}^2}, \quad (14)$$

$$X_{*C(6)} = \frac{115 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 19,55 \cdot 115^2} = 0,025.$$

Найдем сопротивление каждой из ветвей силового трансформатора:

$$X_{*TB(6)} = \frac{(U_K - 0,25 \cdot U_{KH1H2}) \cdot U_{BH}^2 \cdot S_6}{S_{НОМ.Т} \cdot U_{61}^2}, \quad (15)$$

$$X_{*TH1(6)} = X_{*TH2(6)} = 0,5 \cdot U_{KH1H2} \cdot \frac{U_{BH}^2 \cdot S_6}{S_{НОМ.Т} \cdot U_{61}^2}, \quad (16)$$

где $U_{KH1H2} = 30\%$ - напряжение КЗ между расщепленными обмотками НН1 и НН2 силового трансформатора типа ТРДН-40000/110/6/6 кВ.

$$X_{*TB(6)} = \frac{(10,5 - 0,25 \cdot 30) \cdot 115^2 \cdot 100}{40 \cdot 115^2} = 0,075,$$

$$X_{*TH1(6)} = X_{*TH2(6)} = 0,5 \cdot 30 \cdot \frac{115^2 \cdot 100}{40 \cdot 115^2} = 0,375.$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени:

$$I_{*K1(6),K2(6)}^{(3)} = \frac{E_{*C(6)}}{X_{*C(6)} + X_{*TB(6)} + X_{*TH1(6),TH2(6)}}, \quad (17)$$

$$I_{*K1(6)}^{(3)} = I_{*K2(6)}^{(3)} = \frac{1}{0,025 + 0,075 + 0,375} = 2,1 \text{ кА.}$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ в т. К1 и К2:

$$I_{K1}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} = I_{*K1(6),K2(6)}^{(3)} \cdot I_{62}, \quad (18)$$

$$I_{K1}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} = 2,1 \cdot 9,164 = 19,24 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов для всех точек КЗ сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты определения значений токов КЗ

Расчетная точка КЗ	$I_{K1}^{(3)}$
	Трансформатор типа ТРДН-40000/110/6/6 кВ
Шины напряжением 110 кВ ГПП АО «СерМЗ»	19550 А
Шины напряжением 6 кВ ГПП АО «СерМЗ»	19240 А

Выводы по разделу.

Определены значения токов короткого замыкания на сторонах 110 и 6 кВ ГПП.

6 Выбор параметров и проверка основного электрооборудования на номинальное напряжение 110 кВ и 6 кВ ГПП предприятия 110/6 кВ

Методика выбора основного электрооборудования ГПП взята из пособия [9]. Исходная информация для проведения расчетов и основные формулы приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходная информация для проведения расчетов и основные формулы

Параметр	U _{ном}	Исходные данные или расчетная формула
«Значение максимального рабочего тока на шинах распределительного устройства, $I_{\text{макс. раб}}$ » [9]	110 кВ	622 А
	6 кВ	$I_{\text{макс. раб}} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 2566 \text{ А}$
«Значение периодической составляющей тока КЗ в нулевой момент времени, I_{n0} » [9]	110 кВ	19,55 кА
	6 кВ	19,24 кА
«Значение апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени, $i_{a\tau}$ » [9]	110 кВ	$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\tau/T_a}$
	6 кВ	
«Значение ударного тока КЗ, i_{y0} » [9]	110 кВ	$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot (1 + e^{-\tau/T_a})$
	6 кВ	

6.1 Выбор высоковольтных выключателей на номинальное напряжение 110 кВ подстанции АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Предварительно принимаем к установке на стороне 110 кВ на ГПП АО «СерМЗ» элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110. «Основные преимущества выключателя ВЭБ-УЭТМ-110:

- большая заводская готовность, позволяющая значительно сократить сроки монтажа, а значит и сроки ввода подстанции;
- надежность, используемой в качестве изоляционной среды газа SF₆ (шестифтористая сера), она взрывобезопасна и не поддерживает горение;
- экологичность, используемый в качестве изоляционной среды газ SF₆ (шестифтористая сера) является экологически чистым газом, не наносящим вред окружающей среде (уровень утечек не более 0,5 % подтвержден испытаниями);
- наличие встроенных трансформаторов тока с высокими классами точности, благодаря использованию сердечников из нанокристаллического магнитомягкого сплава;
- незначительные габаритные размеры выключателя и масса;
- высокий механический и коммутационный ресурс (не менее 40 лет эксплуатации при нормальных условиях эксплуатации) с минимальным техническим обслуживанием» [21, 11].

Результаты проверки выключателя типа ВЭБ-УЭТМ-110, произведённой по параметрам, изложенным в [9, 21] сведены в таблицу 6.

Заводские характеристики выбранного выключателя превышают расчетные значения, следовательно, выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 может быть установлен на ГПП.

Таблица 6 – Результаты проверки высоковольтного выключателя типа ВЭБ-УЭТМ-110

Параметр по которому производится выбор или проверка	Значение, полученное расчетным путем	Значение, установленное заводом-изготовителем
Уровень номинального напряжения в месте установки оборудования	$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
Максимальное значение рабочего тока	$I_{макс.раб} = 622 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
Электродинамическая устойчивость при токе КЗ: - среднеквадратичная величина - мгновенная величина	$I_{н0} = 19,55 \text{ кА}$	$I_{ске} = 40 \text{ кА}$
	$i_{уд} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,55 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) =$ $= 44,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
Проверка по отключающей способности: - периодическая - апериодическая	$I_{нт} = I_{н0} = 19,55 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$
	$i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,55 \cdot e^{-0,045/0,02} =$ $= 2,91 \text{ кА}$ $I_{н0} \tau = t_{рз} + t_{св} =$ $= 0,01 + 0,035 =$ $= 0,045 \text{ с [9, 21]},$ $T_a = 0,02 [9]$	$i_{дин} =$ $= \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \beta_n / 100 =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40 / 100 =$ $= 22,62 \text{ кА}$ $\beta_n = 40 \% [21]$
Проверка на термическую стойкость	При $t_{откл} \geq 3 \cdot T_a = 0,06 \text{ с}$ $B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) =$ $19,55^2 \cdot (0,155 + 0,02) =$ $= 66,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $t_{откл} = t_{рз} + t_{об} = 0,1 + 0,055 =$ $= 0,155 \text{ с [9, 21]},$ $T_a = 0,02 [9]$	При $t_{откл} < t_{терм.н} = 3 \text{ с}$ $B_{терм.дон} = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} =$ $40^2 \cdot 0,155 = 248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор разъединителей на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Предварительно принимаем к установке на ГПП АО «СерМЗ» разъединители типа РПД-УЭТМ-110.

«Основные преимущества разъединителя РПД-УЭТМ-110:

- наличие высокопрочных стержневых фарфоровых изоляционных поворотных колонок;
- токопроводящие части выполнены сварным алюминием с минимальным количеством контактных соединений, что обеспечивает стабильное переходное электрическое сопротивление;
- требуется минимальное техническое обслуживание (не менее 40 лет эксплуатации при нормальных условиях эксплуатации);
- поставка в максимальной заводской готовности» [25].

Результаты проверки разъединителя РПД-УЭТМ-110 произведённой по параметрам, изложенным в [9, 25] сведены в таблицу 7.

Заводские характеристики выбранного разъединителя превышают расчетные значения, следовательно, разъединитель РПД-УЭТМ-110 может быть установлен на ГПП.

Таблица 7 – Результаты проверки разъединителя типа РПД-УЭТМ-110

Параметр по которому производится выбор или проверка	Значение, полученное расчетным путем	Значение, установленное заводом-изготовителем
Уровень номинального напряжения в месте установки оборудования	$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
Максимальное значение рабочего тока	$I_{макс.раб} = 622 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$

Продолжение таблицы 7

<p>Электродинамическая устойчивость при токе КЗ:</p> <p>- среднеквадратичная величина</p> <p>- мгновенная величина</p>	$I_{n0} = 19,55 \text{ кА}$	$I_{ске} = 40 \text{ кА}$
	$i_{уд} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,55 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) =$ $= 44,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
<p>Проверка на термическую стойкость</p>	<p>При $t_{откл} \geq 3 \cdot T_a = 0,06 \text{ с}$</p> $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) =$ $19,55^2 \cdot (0,155 + 0,02) =$ $= 66,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $t_{откл} = t_{рз} + t_{ов} = 0,1 + 0,055 =$ $= 0,155 \text{ с [9, 21]},$ $T_a = 0,02 \text{ [9]}$	<p>При $t_{откл} < t_{терм.н} = 3 \text{ с}$</p> $B_{терм.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} =$ $40^2 \cdot 0,155 = 248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Предварительно принимаем к установке измерительные трансформаторы тока типа ТВТ-110.

Выбор производится согласно РД 153-34.0-11.209-99 [18].

Определим величину сопротивления одной фазы вторичных цепей ТТ:

$$Z_{ном} = Z_{приб.} + R_{пров.} + R_{конт.}, \quad (19)$$

где $Z_{приб.}$ - сопротивление подключенных приборов,

$R_{пров.}$ - активное сопротивление проводников,

$R_{конт.}$ - активное сопротивление контактных соединений.

Сопротивление вторичных цепей ТТ должно удовлетворять неравенству:

$$Z_{\text{зном}} \geq Z_{\text{приб.сх}} + (R_{\text{пров}} + R_{\text{конт.}}) \cdot K_{\text{сх}}, \quad (20)$$

где $Z_{\text{приб.сх}}$ - сопротивление подключенных приборов с учетом схемы их включения.

Определим сопротивление приборов:

$$Z_{\text{приб.сх}} = \sum_{j=1}^n Z_{\text{приб.сх.}j} \cdot K_{\text{сх}}, \quad (21)$$

При расчетах сопротивление одного контактного соединения $R_{\text{конт.}}$ принимаем равным 0,05 Ом.

Определим активного сопротивление проводников $R_{\text{пров.}}$:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров}}}{q}, \quad (22)$$

где ρ - величина удельного сопротивления материала жилы кабеля;

$l_{\text{пров}}$ - протяженность проводника,

q - сечение жилы проводника.

Определяем максимальное допустимое сопротивление жилы проводника исходя из формулы (20):

$$R_{\text{пров.доп}} = \frac{Z_{\text{зном.}} - Z_{\text{приб.сх.}} - R_{\text{конт.}}}{K_{\text{сх.}}}. \quad (23)$$

Определяем значение минимального допустимого сечения жилы проводника:

$$R_{\text{пров.доп}} = \frac{Z_{\text{3ном.}} - Z_{\text{приб.сх.}} - R_{\text{конт.}}}{K_{\text{сх.}}}, \quad (24)$$

$$q_{\text{мин.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров.}}}{R_{\text{пров.доп.}}} \quad (25)$$

Результаты расчетов по выражениям (19-25) заносим в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов по выбору и проверке измерительных трансформаторов тока на номинальное напряжение 110 кВ

Место установки	ТТ				Соединительные провода						Сопrotивление подключенных приборов	Суммарное сопротивление фазы вторичных цепей, Ом/фаза	Допустимое сопротивление проводника	Минимальное сечение жилы проводника согласно расчетов, мм ²
	Фаза	Тип ТТ	Максимальное сопротивление проводника, Ом	Коэффициент схемы	Марка кабеля	Протяженность, м	Выбранное сечение, мм ²	Активное сопротивление проводника, Ом	Активное сопротивление контактных соединений, Ом	Суммарное сопротивление с учетом коэффициента схемы				
Вводной Т1	А	ТВТ	1,6	1	КВВГнг-LS	70	2,5	0,518	0,05	0,56 8	0,004	0,572	1,65	0,78
	В													
	С													
Вводной Т2	А	ТВТ	1,6	1	КВВГнг-LS	70	2,5	0,518	0,05	0,56 8	0,004	0,572	1,65	0,78
	В													
	С													

Выбранные трансформаторы тока ТВТ-110 удовлетворяют условиям выбора и проверки и могут быть установлены на ГПП.

6.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Предварительно выбираем измерительные трансформаторы напряжения на ГПП АО «СерМЗ» типа ЗНГ-УЭТМ-110.

«Основные преимущества трансформатора напряжения ЗНГ-УЭТМ-110:

- оснащение высокоэффективным взрывозащитным устройством, исключающим взрыв даже при коротком замыкании внутри трансформатора напряжения;
- высокий класс точности обмотки учета;
- сниженный уровень утечек элегаза (не более 0,2 % в год, что подтверждено заводскими испытаниями);
- отсутствие частичных разрядов ввиду отсутствия внутренней твердой изоляции;
- отсутствие явления феррорезонанса;
- необходимость в минимальном обслуживании (не менее 40 лет эксплуатации при нормальных условиях эксплуатации)» [27].

Определим значение активного сопротивления фазы вторичных цепей ТН:

$$R_3 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}}, \quad (26)$$

где $R_{\text{приб.}}$ - активное сопротивление подключенных приборов;

$R_{\text{пров.}}$ - активное сопротивление проводников,

$R_{\text{конт.}}$ - активное сопротивление контактных соединений.

Найдем активное сопротивление подключенных ко вторичной цепи приборов:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{n_i}{R_i}}, \quad (27)$$

где n – количество однотипных приборов, присоединенных к данному измерительному трансформатору напряжения;

R – активное сопротивление одного прибора.

Найдем значение падение напряжения в проводниках:

$$\Delta U = \frac{R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}}}{R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{приб.}}} \cdot 100\%. \quad (28)$$

Результаты расчетов по выражениям (26-28) заносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов по выбору и проверке трансформаторов напряжения на 110 кВ

Место установки	ТН			Соединительные провода							Суммарная нагрузка, ВА/фаза	Падение напряжения, %	
	Фаза	Тип ТН	Вторичное напряжение ТН, В	Максимальная мощность нагрузки, ВА/фаза	Марка кабеля	Протяженность, м	Выбранное сечение, мм ²	Активное сопротивление контактных соединений, Ом	Сопротивление подключенных приборов, Ом	Активное сопротивление проводника, Ом			Суммарное сопротивление, Ом
Секция шин 110 кВ №1	А	ЗНГ	100	75	КВВГнг-LS	10	2,5	0,05	12500	0,070	12500,12 0	0,800	0,00096
	В												
	С												

Продолжение таблицы 9

Секция шин 110 кВ №2	А	ЗНГ	100	75	КВВГнг-LS	10	2,5	0,05	12500	0,070	12500,12 0	0,800	0,00096
	В												
	С												
	В												
	С												

Выбранные трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 удовлетворяют условиям выбора и проверки и могут быть установлены на ГПП.

6.5 Выбор жесткой ошиновки на номинальное напряжение 110 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Принимаем жесткую ошиновку ЖО 110 производства «ЗЭТО».

Проверка выбранной жесткой ошиновки выполняется по методике, изложенной в [9, 26], а ее результаты заносятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты проверки жесткой ошиновки

Параметр по которому производится выбор или проверка	Значение, полученное расчетным путем	Значение, установленное заводом-изготовителем
Уровень номинального напряжения в месте установки оборудования	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
Максимальное значение рабочего тока	$I_{\text{макс.раб}} = 622 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$

Продолжение таблицы 10

<p>Электродинамическая устойчивость при токе КЗ: - мгновенная величина</p>	$i_{уд} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,55 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) =$ $= 44,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
<p>Проверка на термическую устойчивость</p>	<p>При $t_{откл} \geq 3 \cdot T_a = 0,06 \text{ с}$</p> $B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) =$ $19,55^2 \cdot (0,155 + 0,02) =$ $= 66,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $t_{откл} = t_{рз} + t_{ов} = 0,1 + 0,055 =$ $= 0,155 \text{ с [9, 21]},$ $T_a = 0,02 \text{ [9]}$	<p>При $t_{откл} < t_{терм.н} = 3 \text{ с}$</p> $B_{терм.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} =$ $40^2 \cdot 0,155 = 248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Заводские характеристики выбранной жесткой ошиновки ЖО 110 превышают расчетные значения, следовательно, она может быть установлена на ГПП.

«Ошиновка между опорными изоляторами, спуски и перемычки между оборудованием выполняются гибкими неизолированными проводами типа АС-300/39» [15].

Условия проверки гибкой ошиновки [26]:

- длительно допустимое значение тока $I_{доп.} \geq I_{раб.сети}$;
- минимально допустимое по условию термической стойкости сечение

$$S_{пров} \geq S_{терм.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_t} .$$

Для провода типа АС 300/39 значение $I_{доп}$ равно 710 А. Подставив значения в условие $710 \text{ А} \geq 622 \text{ А}$, получаем, что условие выполняется.

Минимальное расчетное сечение проводника $\frac{\sqrt{191,1}}{90} \cdot 10^3 = 153 \text{ мм}^2 \leq 300$

мм^2 , так же удовлетворяет условиям.

6.6 Выбор КРУ 6 кВ на ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

В качестве ячеек КРУ 6 кВ на ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ принимаем ячейки КРУ СЭЩ-59 выпускаемые ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» [22]. Ячейки комплектуются микропроцессорными устройствами РЗиА типа «Сириус».

Основные технические характеристики выбранного КРУ СЭЩ-59 приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные технические характеристики выбранного КРУ СЭЩ-59

Параметр	Значение, установленное заводом-изготовителем
Номинальное напряжение, кВ	6
Значение номинального тока сборных шин, А	3150

Всего в состав КРУ войдут: четыре вводные ячейки, четыре секционные ячейки; две ячейки ТН; две ячейки для ТСН и 32 ячейки для отходящих линий.

6.7 Выбор высоковольтных выключателей на номинальное напряжение 6 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Предварительно принимаем к установке на стороне 6 кВ на ГПП АО «СерМЗ» выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5.

На отходящие линии устанавливаем выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20.

Результаты проверки выключателя типа ВВУ-СЭЩ-П, произведённой по параметрам, изложенным в [9, 21] сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты проверки высоковольтного выключателя типа ВВУ-СЭЩ-П

Параметр по которому производится выбор или проверка	Значение, полученное расчетным путем	Значение, установленное заводом-изготовителем
Выключатели на вводе		
Уровень номинального напряжения в месте установки оборудования	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
Максимальное значение рабочего тока	$I_{макс.раб} = 3082 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
Электродинамическая устойчивость при токе КЗ: - среднеквадратичная величина	$I_{н0} = 19,24 \text{ кА}$	$I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$
	$i_{уд} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,24 \cdot (1 + e^{-0,01/0,05}) =$ $= 49,48 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
Проверка по отключающей способности: - периодическая - аperiodическая	$I_{нт} = I_{н0} = 19,24 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$
Проверка на термическую стойкость	При $t_{откл} \geq 3 \cdot T_a = 0,15 \text{ с}$ $B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) =$ $19,24^2 \cdot (0,155 + 0,02) =$ $= 134,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ где $t_{откл} = t_{рз} + t_{ов} = 0,1 + 0,048 =$ $0,148 \text{ с}$ [9, 22], $T_a = 0,05$ [9]	При $t_{откл} < t_{терм.н} = 3 \text{ с}$ $B_{терм.доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} =$ $31,5^2 \cdot 0,148 = 146,8$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатели на отходящих линиях		
Уровень номинального напряжения в месте установки оборудования	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 12

Максимальное значение рабочего тока	$I_{\text{макс. раб}} < 1250 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ A}$
Электродинамическая устойчивость при токе КЗ:		
- среднеквадратичная величина	$I_{n0} = 19,24 \text{ кА}$	$I_{\text{скв}} = 31,5 \text{ кА}$
- мгновенная величина	$i_{y0} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,24 \cdot (1 + e^{-0,01/0,05}) =$ $= 49,48 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
Проверка по отключающей способности:		
- периодическая	$I_{\text{нт}} = I_{n0} = 19,24 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$
- аperiodическая	$i_{a\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,24 \cdot e^{-0,05/0,05} =$ $= 10 \text{ кА}$ где $\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,01 + 0,04 =$ $0,05 \text{ с [9, 22]},$ $T_a = 0,05 [9]$	$i_{\text{дин}} =$ $= \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \beta_n / 100 =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 40 / 100 =$ $= 17,81 \text{ кА}$ где $\beta_n = 40 \% [22]$
Проверка на термическую стойкость	При $t_{\text{откл}} \geq 3 \cdot T_a = 0,15 \text{ с}$ $B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) =$ $19,24^2 \cdot (0,155 + 0,02) =$ $= 134,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ где $t_{\text{откл}} = t_{pz} + t_{ов} = 0,1 + 0,048 =$ $0,148 \text{ с [9, 22]},$ $T_a = 0,05 [9]$	При $t_{\text{откл}} < t_{\text{терм.н}} = 3 \text{ с}$ $B_{\text{терм.дон}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} =$ $31,5^2 \cdot 0,148 = 146,8$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Заводские характеристики выбранных выключателей превышают расчетные значения, следовательно, выключатели ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5 и ВВУ-СЭЦ-П-10-20 могут быть установлены на ГПП.

6.8 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока на номинальное напряжение 6 кВ ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВ

Предварительно принимаем к установке измерительные трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10.

Выбор производится согласно РД 153-34.0-11.209-99 [18]. Результаты расчетов по выражениям (19-25) заносим в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов по выбору и проверке измерительных трансформаторов тока на номинальное напряжение 6 кВ

Место установки	ТТ			Соединительные провода						Сопrotивление подключенных приборов	Суммарное сопротивление фазы вторичных цепей, Ом/фаза	Допустимое сопротивление проводника	Минимальное сечение жилы проводника согласно расчетов, мм ²	
	Фаза	Тип ТТ	Максимальное сопротивление вторичных цепей, Ом	Коэффициент схемы	Марка кабеля	Протяженность, м	Выбранное сечение, мм ²	Активное сопротивление проводника, Ом	Активное сопротивление контактных соединений, Ом					Суммарное сопротивление с учетом коэффициента схемы
На отходящей	А	ТОЛ-СЭЩ-10	0,4	1	КВВГнг-LS	2	2,5	0,014	0,05	0,064	0,004	0,068	0,35	0,10
В														
С														

Выбранные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 удовлетворяют условиям выбора и проверки и могут быть установлены на ГПП.

6.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 6 кВ на ГПП АО «СерМЗ» 110/6 кВА

Предварительно выбираем измерительные трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10.

Результаты расчетов по выражениям (26-28) заносим в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов по выбору и проверке трансформаторов напряжения на 6 кВ

Место установки	ТН				Соединительные провода							Суммарная нагрузка, ВА/фаза	Падение напряжения, %
	Фаза	Тип ТН	Вторичное напряжение ТН, В	Максимальная мощность нагрузки, ВА/фаза	Марка кабеля	Протяженность, м	Выбранное сечение, мм ²	Активное сопротивление контактных соединений, Ом	Сопротивление подключенных приборов, Ом	Активное сопротивление проводника, Ом	Суммарное сопротивление, Ом		
ТН-1 10 кВ	А	НАЛИ-СЭЩ-10	100	30	КВВГнг-LS	12	2,5	0,05	156	0,084	1563,13	6,397	0,00857
	В												
	С												
ТН-2 10 кВ	А	НАЛИ-СЭЩ-10	100	30	КВВГнг-	12	2,5	0,05	178	0,084	1786,13	5,599	0,00750
	В												
	С												

Выбранные трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 удовлетворяют условиям выбора и проверки и могут быть установлены на ГПП.

Выводы по разделу. Все выбранное электрооборудование прошло необходимые проверки и может быть установлено на ГПП.

7 Выбор параметров системы оперативного тока ГПП 110/6 кВ

На ГПП принимается система постоянного оперативного тока. Номинальное напряжение системы равно 220 В. К основным потребителям относятся: система сигнализации, устройства релейной защиты и телемеханики, шинки управления в системе СН, измерительные приборы и оперативные блокировки. В состав системы оперативного тока входят [28]:

- зарядно-подзарядные выпрямительные устройства;
- распределительная сеть;
- аккумуляторные батареи.

Результаты определения емкости аккумуляторной батареи приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты определения емкости аккумуляторной батареи для системы оперативного тока

Определяемый параметр	Расчетное выражение
Количество ячеек в батарее, эл.	$N = \frac{U_{\text{нб.норм.доп}}}{U_{\text{ак.пз}}}$
Рабочее напряжение, В/эл	$U_{\text{нм.раб.ак}} = \frac{U_{\text{нм.доп}} + \Delta U_{\text{АБ-ЭП}}}{N}$
Емкость батареи, А·ч	$C' = k_{\text{ср}} \cdot t \cdot I_{\text{ср}}$
Требуемая емкость батареи с учетом нагрузочной диаграммы, А·ч	$C_{\text{пр}} = k_1 \cdot I_{\text{пост}} + k_2 \cdot I_{\text{кр}}$
Требуемая емкость батареи с учетом поправок на снижение емкости и температурные изменения, А·ч	$C = k_3 \cdot C_{\text{пр}}$

Выводы по разделу.

В результате расчетов принимаем к установке аккумуляторную батарею типа АГЭМ 100/12, состоящую из 17 аккумуляторов (всего 102 элемента) с номинальной емкостью равной 100 А·ч.

8 Выбор номинальной мощности устанавливаемых на ГПП трансформаторов системы собственных нужд ГПП 110/6 кВ

Для установки на ГПП выбираются 2 трансформатора собственных нужд. Мощность нагрузки системы СН составляет 66,4 кВА, мощность дополнительной кратковременной нагрузки - 18,8 кВА. На основании этих данных принимаем номинальную мощность трансформаторов СН равной 100 кВА [33].

Сведения о мощностях нагрузки системы собственных нужд и кратковременных ремонтных нагрузках представлены обслуживающим персоналом ГПП АО «СерМЗ».

Определим номинальную мощность трансформатора собственных нужд подстанции [29]:

$$S_T \geq \frac{S_{расч.} + S_{рем.}}{n \cdot k_{пер.}}, \quad (29)$$

$$S_T \geq \frac{66,4 + 18,8}{2 \cdot 1,3} = 32,76 \text{ кВА.}$$

Выводы по разделу.

Так как мощность 100 кВА \geq 32,76 кВА, то условие проверки выполняется, следовательно, для установки на ГПП принимаем трансформатор типа ТМГэ-100/6 кВ, который способен обеспечить питание всех потребителей системы собственных нужд в нормальном, аварийном режиме работы, а также при подключении дополнительных ремонтных нагрузок.

9 Расчет параметров системы заземления и молниезащиты ГПП предприятия 110/6

Согласно п.п. 1.7.88-1.7.95 ПУЭ «для подстанции напряжением 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом» [16]. К заземляющему устройству относятся заземлители и соединительные проводников. «Максимальный размер ячейки заземляющей сетки из вертикальных заземлителей составляет 6×6 м» [16].

Здание распределительного устройства заземляется путем прокладки на расстоянии 1 м и глубине 0,7 м контура, состоящего из заземлителей и соединительной полосы.

Внутри здания ЗРУ 6 В по периметру устанавливается медная магистраль заземления.

Соединение всех элементов системы заземления осуществляется при помощи сварки [30].

Молниезащита ГПП выполняется в соответствии с требованиями нормативных документов РД 153-34.3-35.125-99, СО 153-34.21.122-2003 и ПУЭ [16].

«Для защиты зданий используется молниеприемная сетка, токоотводы и заземляющее устройство. Сетка выполняется согласно главы 3.2 СО 153-34.21.122-2003, из прутков оцинкованной стали диаметра 8 мм и размещается на кровле здания. Размер ячеек не должен превышать 12×12 м» [16]. В местах пересечения прутков сетки перекрестия соединяются при помощи сварки. Для токоотводов используют оцинкованные стальные прутки диаметром не менее 8мм.

Выводы. Для защиты основного электрооборудования подстанции от поражения прямыми ударами молний применяется три стержневых молниеприемника, располагаемых на прожекторной мачте, на портале 110 кВ и отдельно установленным на территории ГПП.

Заключение

Приведено описание промышленного предприятия, определены перспективы его развития, дана краткая характеристика выпускаемых видов продукции и услуг, оказываемых предприятием потребителям. Подстанция АО «СерМЗ» 110/6 кВ на данный момент имеет сильный физический износ всего, включая электрооборудование. Для предотвращения аварийных ситуаций был разработан комплекс мероприятий по реконструкции подстанции.

Произведен анализ перспективных нагрузок подстанции, связанных с планируемым увеличением производства. Расчетная перспективная нагрузка завода $S_{\text{ожид}}$ составит 52,1 МВА.

По результатам технико-экономических расчетов выбраны силовые трансформаторы ТРДН-40000/110/6/6 кВ с наименьшими приведенными затратами по сравнению со вторым рассмотренным вариантом.

На подстанции АО «СерМЗ» принята типовая схема 110 кВ № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». На стороне 6 кВ принята на ГПП АО «СерМЗ» схема 6 кВ № 6-2 «две, секционированные выключателями, системы шин».

Определены значения токов короткого замыкания на сторонах 110 и 6 кВ ГПП.

Все выбранное электрооборудование прошло необходимые проверки и может быть установлено на ГПП.

На подстанции выбрана система постоянного оперативного тока.

Для установки на ГПП приняты два трансформатора собственных нужд типа ТМГэ-100/6 кВ, которые способны обеспечить питание всех потребителей системы собственных нужд в нормальном, аварийном режиме работы, а также при подключении дополнительных ремонтных нагрузок.

Определены параметры системы заземления и молниезащиты подстанции.

Список используемых источников

1. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения : [электронное учеб.-метод. пособие]. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 1 оптический диск.
2. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-УЭТМ-110 на напряжение 110 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель. Екатеринбург, 2019. 20 л. URL: <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/> (дата обращения: 25.01.2023).
3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 14209-69 ; утв. и введ. приказом № 236 от 31.01.85. М. : Стандартиформ, 2009. 36 с. URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44357/> (дата обращения: 08.12.2022).
4. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи [Электронный ресурс]. Утв. и введ. 01.01.1981. М. Стандартиформ, 2001. 23 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200008421> (дата обращения: 14.01.2023).
5. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 173-ст от 12.07.2007. М. : Стандартиформ, 2007. 40 с. URL: http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost_r_52735-2007 (дата обращения: 28.12.2022).
6. Земцов А. И., Вокин И. А. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия : [учебное пособие]. Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2015. 101 с. : ил. ISBN 978-5-7964-1853-6.
7. КРУ СЭЩ-59. Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 6(10) кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «ГК «Электроцит» ТМ Самара». Самара, 2019. 90

л. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv/> (дата обращения: 12.12.2022).

8. Методические указания по выбору оборудования СОПТ [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.120.40.216-2016 : введ. 2016-03-18. М. : [б.и.], 2016. 70 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.216-2016.pdf (дата обращения: 26.02.2023).

9. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 30.09.99. М. : [б.и.], 2000. 36 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080313> (дата обращения: 15.02.2023).

10. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментов научно-техн. политики и развития РАО «ЕЭС России» 27.04.01. М. : [б.и.], 2001. 75 с. URL: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293850/4293850515.htm> (дата обращения: 08.01.2023).

11. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] : каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2019. 115 с. URL: [http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 15.01.2023).

12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НПТ ПС) [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 13.04.09. М. : [б.и.], 2009. 96 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения: 18.12.2022).

13. ОПН-110 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn110/> (дата обращения: 05.12.2022).

14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] : 7-ое издание. 178 с. URL: https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 12.12.2022).

15. Проект инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на период 2020-2024 гг. с корректировкой инвестиционной программы 2019 г. [Электронный ресурс] : офиц. сайт ПАО «ФСК ЕЭС». Москва, 2019. URL: http://www.fsk-ees.ru/investments/investment_program/2020_2024/ (дата обращения: 07.12.2022).

16. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования [Электронный ресурс] : утв. департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 1994. М. : [б.и.], 1994. 69 с. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/9/9633/> (дата обращения: 23.01.2023).

17. Разъединители наружной установки серии РПД-УЭТМ и РПДО-УЭТМ на 110 и 220 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель. Екатеринбург, 2019. 32 л. URL: <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110/> (дата обращения: 06.12.2022).

18. Реестр инновационных решений ПАО «Россети» [Электронный ресурс] : сайт компании ПАО «Россети». URL: http://www.rosseti.ru/investment/introduction_solutions/reestr_innovation/ (дата обращения: 08.12.2022).

19. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.047-2010. введ. 2010.06.16. М. : [б.и.], 2010. 128 с. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 25.02.2023).

20. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-11.209-99 :

утв. РАО «ЕЭС России» 21.07.1999. М. : НЦ ЭНАС, 2002. 79 с. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817370.pdf> (дата обращения: 05.02.2023).

21. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

22. Стратегия социально-экономического развития Пензенской области на период до 2030 года [Электронный ресурс] : офиц. сайт Министерства экономики и территориального развития Пензенской области. Пенза, 2014. URL: <http://economy.penza.ru/sites/default/files/files/st2030.pdf> (дата обращения: 28.11.2022).

23. Схема и программа развития электроэнергетики Пензенской области на период 2019-2023 годов [Электронный ресурс] : офиц. интернет-портал правовой информации Пензенской области. Пенза, 2018. URL: <http://www.pravo.gov66.ru/17174/> (дата обращения: 22.12.2022).

24. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : введ. 2007-12-20. М. : [б.и.], 2007. 132 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 17.12.2022).

25. Тарифы на электроэнергию в Пензенской области на 2022 год [Электронный ресурс] : сайт Energybase.ru. URL: https://energybase.ru/tariff/penza-oblast/2022?TariffSearch%5btype_id%5d=1 (дата обращения: 15.01.2022).

26. Технический каталог. Жесткая ошиновка ОРУ 110-750 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 34 л. URL: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/jestkaya-oshinovka-dlya-oru-110-220-330-500-750-kv_1 (дата обращения: 23.03.2023).

27. Трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Уралэлектротяжмаш». Екатеринбург, 2019. 35 л. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/znguetm110/> (дата обращения: 25.02.2023).
28. Электрическая подстанция [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AD%D0%BB> (дата обращения: 15.03.2023).
29. Csanyi E. Learn HV substation elements (graphic symbols, basics & connection schemes) [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/hv-substation-elements> (дата обращения: 29.12.20221).
30. Grbic M., Pavlovic A., Hrvic D. Electric and magnetic field testing in vicinity of 110/x kV substations // Nikola Tesla. 2016. № 26. P. 151-163.
31. Miodrag K. How to make calculation for a distribution substation 10/0.4 kV, 2×1600 kVA [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/calculation-distribution-substation-2x1600-kva> (дата обращения: 29.01.2023).
32. Miodrag K. Learn to read and understand single line diagrams and wiring diagrams [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/read-understand-single-line-wiring-diagrams> (дата обращения: 30.01.2023).
33. Song X., Xiaoxing Z., Ju T. A review on SF6 substitute gases and research status of CF3 I gases // Energy Reports. 2018. № 4. P. 486-496.