

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 Электроснабжение производства строительного крепежа и метизов

Студент

П.Ю. Наумов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение производства строительного крепежа и метизов».

В бакалаврской работе определены расчетные максимальные нагрузки всех цехов предприятия и найдена суммарная ожидаемая нагрузка предприятия.

Выбраны марки силовых трансформаторов для цеховых трансформаторных подстанций и определено их необходимое количество и номинальная мощность с учетом нагрузки каждого цеха и категории надежности потребителей. Выбраны конденсаторные установки для размещения на КТП.

Определено оптимальное значение номинального напряжения для системы внешнего электроснабжения предприятия с учетом суммарной потребляемой мощности и расстояния до подстанции энергосистемы.

Произведено сравнение двух вариантов установки на главной понизительной подстанции силовых трансформаторов и выбран вариант с минимальными приведенными затратами.

Рассчитаны значения токов короткого замыкания, которые использовались для проверки выбранных электрических аппаратов на главной понизительной подстанции.

Определены параметры и необходимое количество вертикальных заземлителей для контура заземления на главной понизительной подстанции.

Бакалаврская работа выполнена на 58 страницах, включая 3 таблицы и 3 графических рисунка. Работа дополнена шестью листами А1 с чертежами и схемами.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия.....	5
2 Расчет ожидаемых максимальных нагрузок по предприятию	7
3 Техничко-экономический выбор трансформаторов на КТП.....	13
4 Техничко-экономический выбор трансформаторов на ГПП.....	22
4.1 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТРДН - 63000/110/10.....	23
4.2 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТРДН - 80000/110/10.....	28
5 Расчет токов короткого замыкания	33
5.1 Расчет токов КЗ в точке К1	35
5.2 Расчет токов КЗ в точке К2	36
6 Выбор электрических аппаратов на ГПП.....	37
6.1 Выбор и проверка электрооборудования для размещения на ОРУ подстанции.....	37
6.2 Выбор и проверка электрооборудования для размещения в ЗРУ подстанции.....	41
7 Определение параметров системы заземления подстанции.....	51
Заключение	55
Список используемых источников.....	56

Введение

Большая часть электроприемников промышленного предприятия функционирует в сетях напряжением ниже 1000 В, но имеется и ряд высоковольтных электроприемников как правило достаточно большой мощности, способных оказывать влияние и на показатели качества электрической энергии и на функционирование других ЭП.

В настоящее время все производственные процессы должны быть электрифицированными, так как активно внедряются и повсеместно используются прогрессивные технологии и современные машины и новейшие автоматизированные комплексы, работа которых организована по поточным линиям.

На современном этапе развитие предприятий непосредственно направлено на получение конечного результата – большой объем готовой продукции высокого качества, при этом с минимальными затратами и потерями.

Правильная организация производственного цикла, а также оптимизация систем электроснабжения, реконструкция схем электрических соединений и модернизация оборудования, является одним из способов повышения рентабельности производства как на данном предприятии, так и во всей промышленности.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка такой системы электроснабжения производства строительного крепежа и метизов, которая бы позволила обеспечить все электроприемники производства электроэнергией в заданных объемах, требуемого качества и с заданными требованиями по надежности электроснабжения.

К основным задачам работы относятся расчет электрических нагрузок по предприятию, выбор силовых трансформаторов на КТП и ГПП предприятия, расчет токов КЗ и выбор электрических аппаратов.

1 Характеристика предприятия

Основным видом деятельности является изготовление и поставка:

- комплектов крепежа (шпильки, гайки, шайбы) из сталей: 40Х, 15Х5М, 30ХМА, 30ХГСА, 25Х1МФ, 25Х2М1Ф, 12Х18Н10Т, 14Х17Н2, 20(30)Х13, 09Г2С, 20ХН3А, 45Х14Н14В2М, ХН35ВТ, 10Х17Н13М2Т и других углеродистых, высоколегированных, жаропрочных и коррозионностойких марок сталей;

- фланцев, заглушек фланцевых по АТК24.200.02-90, заглушек поворотных по Т-ММ-25-01, АТК 26-18-5-93 из сталей 20, 20К, 09Г2С, 15Х5М, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т и т.д.;

- болтов, гаек, шайб из различных марок сталей и классов прочности 8.8, 10.9, 12.9;

- прокладок овального и восьмиугольного сечения по ОСТ 26.260.461-99 из стали 08КП, 08Х18Н10Т и по ГОСТ 15180-86 из паронита различных марок.

- опоры трубопроводов, опорные конструкции и средства крепления;

- нестандартного оборудования по чертежам заказчика.

Для нефтегазового сектора предприятие производит: трубы, отводы, задвижки, шаровые краны, предохранительные клапана, ремни приводные, цепи, баллоны газовые.

Еще одним немаловажным направлением развития предприятия является производство ЗИП для нефтегазового и бурового оборудования.

«Насосное оборудование используется для бурения скважин – с его помощью подается жидкость для промывки. Роторный способ бурения подразумевает подачу жидкости по трубам, чтобы охладить и вынести наружу размельченную породу. В основном, промывка осуществляется обычной водой, также используется глинистый раствор, содержащий различные компоненты – соду, нефть, щелочь и т.д.» [3, 4].

Предприятие производит практически любые детали, которые могут потребоваться при выходе оборудования из строя. Это втулки, поршни, штоки ползуна и поршня, гайки, контргайки, клапаны, верхние и нижние направляющие, накладка и пальцы крейцкопфа, корпус коробки сальников, стаканы, ползун, крышки клапана и цилиндра, фланцы, латунные мембраны, диафрагмы, стабилизаторы, уплотнения, упорные кольца, манжеты, гидравлические коробки, различные валы и многие другие запчасти.

Основная стратегическая цель предприятия достигается за счет решения следующих задач:

- увеличение объемов реализуемой продукции;
- расширение ассортимента и улучшение качества предлагаемых метизов;
- удовлетворение запросов потребителей;
- сохранение и расширение рынков сбыта продукции;
- расширение и выстраивание долгосрочных связей с покупателями;
- повышение эффективности работы с покупателями;
- постоянное развитие складской и информационной инфраструктуры.

В разделе дана краткая характеристика сфер деятельности предприятия и перечислена номенклатура выпускаемой продукции.

2 Расчет ожидаемых максимальных нагрузок по предприятию

«Вначале определяются низковольтные нагрузки по цехам. Исходными данными являются суммарные установленные мощности низковольтных электроприемников по цехам. Основываясь на информации о технологических особенностях и составе электрооборудования каждого из цехов, по справочникам находятся усредненные значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности для каждого из цехов» [7].

«Информация о коэффициентах использования $K_{И}$ и коэффициентах мощности $\cos\varphi$ как для отдельных электроприемников, так и для характерных цехов по отраслям промышленности берется из справочников. Из-за большого многообразия наименований электроприемников и цехов не для всех можно найти справочные данные о $K_{И}$ и $\cos\varphi$. В этом случае они принимаются равными соответствующим данным для электроприемников и цехов схожих по режиму работы» [8].

Значения эффективного числа электроприемников находятся по формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_{\text{H}})^2}{\sum n p_{\text{H}}^2}. \quad (1)$$

где p_{H} - номинальная мощность одного ЭП,

P_{H} - номинальная мощность группы ЭП.

или для итоговой строки в целом по цеху или магистральному шинопроводу [8]:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2\sum P_{\text{H}}}{P_{\text{H.макс}}} \quad (2)$$

где $P_{\text{H.макс}}$ - номинальная мощность самого мощного ЭП.

«Найденное по указанным выражениям значение $n_{\text{Э}}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа. При $n_{\text{Э}} \leq 4$ рекомендуется пользоваться номограммой» [8].

«Если найденное по упрощенному выражению число $n_{\text{Э}}$ окажется больше n , то следует принимать $n_{\text{Э}} = n$.

Если $p_{n.\text{макс}} / p_{n.\text{мин}} \leq 3$, где $p_{n.\text{мин}}$ - номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается $n_{\text{Э}} = n$ » [8].

«Расчетная активная нагрузка группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится» [8]:

$$P_p = K_p \cdot K_{II} \cdot P_H \quad (3)$$

где K_{II} - коэффициент использования.

K_p - расчетный коэффициент.

«Значение реактивной нагрузки для группы электроприемников определяется по одному из выражений» [9]:

если величина $n_{\text{Э}} \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \cdot P_H \cdot K_{II} \cdot \text{tg} \varphi \quad (4)$$

если величина $n_{\text{Э}} > 10$

$$Q_p = P_H \cdot K_{II} \cdot \text{tg} \varphi \quad (5)$$

«где $\text{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности рассматриваемой группы электроприемников» [9].

Определяем суммарное расчетное значение полной мощности [8]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (6)$$

Затем выполняется определение значений расчетной нагрузки, рассчитанной на номинальное напряжение 6-10 кВ.

Первоначально определяют суммарную мощность однотипных электроприемников напряжением 6-10 кВ. В отличие от нагрузки на 0,4 кВ, для электроприемников рассчитанных на напряжение 6-10 кВ количество электрических приемников из исходных данных приравнивается к их эффективному количеству.

Далее производится расчет коэффициента одновременности. Данный коэффициент зависит от суммарного коэффициента использования и суммы оборудования рассчитанного на напряжение 6-10 кВ [1].

На заключительном этапе производится суммирование полученных расчетных значений по нагрузкам 0,4 и 6-10 кВ.

Полученные значения заносим в таблицу 1.

Наименования производственных цехов приводятся в экспликации на чертеже 1.

В разделе был произведен расчет ожидаемых максимальных нагрузок по отдельным цехам предприятия и определена суммарная нагрузка по заводу с учетом мощности высоковольтной нагрузки.

Таблица 1 – Результаты определения максимальных мощностей по цехам по методу расчетного коэффициента

Цеха комбината	$P_n,$ кВт	$P_{н.э.},$ кВт	$n_э$	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	K_M	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА
1	411	17.13	24	0.37	0.65	1.17	152.07	177.79	1.25	190.09	177.79	260.27
2	1684	210.50	8	0.44	0.76	0.86	740.96	633.64	1.24	918.79	633.64	1116.10
3	627	23.22	27	0.42	0.73	0.94	263.34	246.55	1.23	323.91	246.55	407.06
4	463	92.60	5	0.31	0.72	0.96	143.53	138.34	2.13	305.72	152.18	341.50
5	1847	76.96	24	0.51	0.8	0.75	941.97	706.48	1.22	1149.20	706.48	1348.99
6	14	3.50	4	0.2	0.73	0.94	2.8	2.62	2.7	7.56	2.88	8.09
7	127	9.77	13	0.64	0.84	0.65	81.28	52.50	1.26	102.41	52.50	115.09

Продолжение таблицы 1

Цеха комбината	$P_n,$ кВт	$P_{н.э.},$ кВт	$n_э$	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	K_M	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА
8	387	55.29	7	0.79	0.8	0.75	305.73	229.30	1.17	357.70	252.23	437.69
9	58	11.60	5	0.71	0.85	0.62	41.18	25.52	1.2	49.42	28.07	56.83
10	36	2.57	14	0.62	0.81	0.72	22.32	16.16	1.26	28.12	16.16	32.44
11	1833	83.32	22	0.49	0.78	0.80	898.17	720.59	1.24	1113.73	720.59	1326.51
12	3814	158.92	24	0.38	0.65	1.17	1449.3	1694.44	1.29	1869.62	1694.44	2523.22
13	216	15.43	14	0.73	0.78	0.80	157.68	126.50	1.15	181.33	126.50	221.10
Суммарная нагрузка 0,4 кВ	387	55.29	7	0.79	0.8	0.75	305.73	229.30	1.17	357.70	252.23	437.69

Продолжение таблицы 1

Цеха комбината	$P_n,$ кВт	$P_{н.э.},$ кВт	$n_{э}$	K_u	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	K_M	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА
9	2520	630	4	0.81	0.9	-0.48	2041.2	-988.60	1.18	2408.62	-988.60	2603.60
13	3200	800	4	0.79	0.89	-0.51	2528	-1295.13	1.17	2957.76	-1295.13	3228.89
Суммарная нагрузка 10 кВ	5720	630...800	8	0.80	-	-0.50	4569.2	-2283.73	-	5366.38	-2283.73	5832.10
Итого по заводу	17237	2.57...800	199	0.57	-	0.25	9769.6	2486.698	-	11964	2526.28	12227.80

3 Технико-экономический выбор трансформаторов на КТП

Расчеты по выбору количества и оптимальной мощности цеховых трансформаторов, а также устройств компенсации РМ производим на примере цеха по отделке прутков [5, 10, 11].

«Найдем необходимую мощность силового трансформатора КТП по формуле» [11, 12]:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (7)$$

где K_3 - коэффициент загрузки,

$P_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная нагрузка;

N_T - число трансформаторов на ТП.

$$S_{HT} > \frac{1869.6}{0,7 \cdot 2} = 1335 \text{ кВА.}$$

Используя данные производителей выбираем ближайшее большее стандартное значение мощности трансформатора $S_{HT} = 1600 \text{ кВА}$.

В качестве первого варианта принимаем к рассмотрению установку на КТП цеха 2х СТ типа ТСЗЛ -1600.

На основании справочных данных, представленных на сайте производителя силовых трансформаторов, необходимые исходные данные для проведения дальнейших вычислений потерь в трансформаторах: потери холостого хода $\Delta P_{XX} = 2.3 \text{ кВт}$; потери короткого замыкания $\Delta P_{КЗ} = 16.5 \text{ кВт}$; ток холостого хода $i_{XX} = 0.55 \%$; напряжение КЗ $u_{КЗ} = 6 \%$; капитальные затраты на трансформатор $K_T = 952.55 \text{ тыс. руб.}$

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [6, 10]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (8)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (2.3 + 0.7^2 \cdot 16.5) = 20.77 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (0.55 + 0.7^2 \cdot 6) \cdot \frac{1600}{100} = 111.68 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [10]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (10)$$

$$P_p = 1869.6 + 20.77 = 1890.4 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (11)$$

$$Q_p = 1694.4 + 111.68 = 1806.1 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [10]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (12)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 1806.1 = 903.1 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [10]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0.7 Q_{cd}, \quad (13)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 1806.1 - 0.7 \cdot 0 = 1806.1 \text{ квар.}$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot P_p, \quad (14)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 1890.4 = 529.3 \text{ квар.}$$

в расчетах принимаем мощность двигателей СД $Q_{CD} = 0$.

При проведении расчетов принимаем минимальное из найденных двух значений экономически выгодной РМ $Q_{\rho 1} = 529.3$ квар.

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [10]:

$$Q_{\rho 2, \epsilon} = Q_{\min} - Q_{\kappa \delta} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\rho 1}), \quad (15)$$

$$Q_{\rho 2, \epsilon} = 903.1 - (1806.1 - 529.3) = -373.8 \text{ квар};$$

$$Q_{\rho 2, \mu} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (16)$$

$$Q_{\rho 2, \mu} = 903.1 + 0 = 903.1 \text{ квар};$$

в расчетах принимаем $Q_{\kappa} = 0$.

В дальнейших расчетах используем большее из найденных значений по причине повышения напряжения во время минимальной нагрузки:
 $Q_{\rho 2} = 903.1$ квар.

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [10]:

$$Q_{\kappa \mu \max} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\rho 1}, \quad (17)$$

$$Q_{\kappa \mu \max} = 1,15 \cdot 1806.1 - 529.3 = 1547.7 \text{ квар}.$$

Из данной мощность определим значение постоянной компенсации, не нуждающейся в регулировании:

$$Q_{\kappa \mu \min} = Q_{\min} - Q_{\rho 2}, \quad (18)$$

$$Q_{\kappa \mu \min} = 903.1 - 903.1 = 0.$$

Таким образом вся реактивная мощность КУ должна быть регулируемой.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [10, 13]:

$$Q_{эH} = Q_{э1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (19)$$

$$Q_{эH} = 529.3 - (1806.1 - 1694.4) = 417.6 \text{ квар.}$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [2]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (20)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 1600)^2 - 1869.6^2} = 1233.7 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (21)$$

$$Q_{KVH} = 1694.4 - 1233.7 = 460.7 \text{ квар,}$$

$$Q_{.KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (22)$$

$$Q_{.KVB} = 1547.7 - 460.7 = 1087 \text{ квар.}$$

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 СТ - ТСЗЛ-1600/10, 2 КУ - АУКРМ 200/0,4 и 2 КУ - УКРП57 450/10.

«Расчетная продолжительность периода максимальных потерь за год» [10]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (23)$$

где T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{6700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5522.6 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на ХХ в силовом трансформаторе КТП» [10]:

$$C_{XX} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P, \quad (24)$$

где α , - плата за мощность,

β - плата за электроэнергию;

$$C_{XX} = \left(\frac{658 \cdot 12}{6700} + 1.38 \right) \cdot 8760 = 22.413 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Удельная стоимость потерь КЗ в силовом трансформаторе КТП» [10]:

$$C_{KЗ} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau, \quad (25)$$

где τ - число часов максимума потерь;

$$C_{KЗ} = \left(\frac{658 \cdot 12}{6700} + 1.38 \right) \cdot 5522.6 = 14.13 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Значение $C \cdot \Delta P_T$, находим из выражения:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{KЗ} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{KЗ}, \quad (26)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 22.413 \cdot 2.3 + 14.13 \cdot 0.7^2 \cdot 16.5 = 165.787 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [10]:

$$Z_{KТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{КУ6} \cdot N_{КУ6} + K_{КУн} \cdot N_{КУн}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T, \quad (27)$$

где $K_{KY} \cdot N_{KY}$ - затраты на КУ на стороне ВН или НН,

E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (952.55 \cdot 2 + 187.6 \cdot 2 + 80.1 \cdot 2) + (165.787 \cdot 2) = 875.806 \text{ тыс.руб.}$$

Далее разберем вариант размещения на КТП 2х СТ ТСЗЛ -2500.

На основании справочных данных, представленных на сайте производителя силовых трансформаторов, необходимые исходные данные для проведения дальнейших вычислений потерь в трансформаторах:

- $\Delta P_{XX} = 2.95 \text{ кВт};$

- $\Delta P_{КЗ} = 27 \text{ кВт};$

- ток XX $i_{XX} = 0.55 \%$;

- напряжение КЗ $u_{КЗ} = 6 \%$;

- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя $K_T = 1415.06 \text{ тыс. руб.}$

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [10]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (28)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (2.95 + 0.7^2 \cdot 27) = 32.36 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_{\mu}}{100}, \quad (29)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (0.55 + 0.7^2 \cdot 6) \cdot \frac{2500}{100} = 174.5 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [10]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (30)$$

$$P_p = 1869.6 + 32.36 = 1902 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (31)$$

$$Q_p = 1694.4 + 174.5 = 1868.9 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [10, 19]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (32)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 1868.9 = 934.5 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [10]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (33)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 1868.9 - 0.7 \cdot 0 = 1868.9 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot P_p, \quad (34)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 1902 = 532.6 \text{ квар.}$$

в расчетах принимаем $Q_{\text{сд}} = 0$.

При проведении расчетов принимаем минимальное из найденных двух значений экономически выгодной РМ $Q_{\text{э1}} = 532.6 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [10]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (35)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 934.5 - (1868.9 - 532.6) = -401.9 \text{ квар;}$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 934.5 + 0 = 934.5 \text{ квар;}$$

в расчетах принимаем $Q_{\text{к}} = 0$.

В дальнейших расчетах используем большее из найденных значений по причине повышения напряжения во время минимальной нагрузки:
 $Q_{\varepsilon 2} = 934.5$ квар.

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [10]:

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (37)$$

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 1868.9 - 532.6 = 1616.7 \text{ квар.}$$

Из данной мощность определим значение постоянной компенсации, не нуждающейся в регулировании:

$$Q_{ку\min} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (38)$$

$$Q_{ку\min} = 934.5 - 934.5 = 0.$$

Таким образом вся реактивная мощность КУ должна быть регулируемой.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [10]:

$$Q_{\varepsilon H} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (39)$$

$$Q_{\varepsilon H} = 532.6 - (1868.9 - 1694.4) = 358.1 \text{ квар.}$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [10, 21]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (40)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 2500)^2 - 1869.6^2} = 2958.8 \text{ квар,}$$

$$Q_{КУН} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (41)$$

$$Q_{KVH} = 1694.4 - 2958.8 = -1264.4 < 50 \text{ квар} ,$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH} , \quad (42)$$

$$Q_{KVB} = 1616.7 - 0 = 1616.7 \text{ квар} .$$

Поскольку $Q_{KVH} < 50$ квар и в результате расчетов даже получилось отрицательным, то установка КУ на стороне низкого напряжения нецелесообразна.

В результате расчетов выбираем двухтрансформаторную подстанцию с СТ типа ТСЗЛ-2500/10, и 2 высоковольтные КУ типа УКРП57 мощность по 900 квар каждая.

Значение $C \cdot \Delta P_T$, находим из выражения:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (43)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 22.04 \cdot 2.95 + 14.787 \cdot 0.7^2 \cdot 27 = 260.649 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [10]:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (44)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (1415.06 \cdot 2 + 221.3 \cdot 2) + (260.649 \cdot 2) = 1251.115 \text{ тыс.руб.}$$

Выводы по разделу: сопоставляя полученные значения приведенных затрат выбираем первый вариант с размещением на КТП двух СТ ТСЗЛ-1600/10, 2 КУ 0,4 кВ АУКРМ 200 квар и 2 КУ 10,5 кВ УКРП57 450 квар. Для других ТП предприятия выбор силовых трансформаторов производим аналогично, учитывая требования к надежности электроснабжения потребителей, которые будут получать в дальнейшем питание от цеховых ТП. Выбранные трансформаторы размещаем в подстанциях типа 2КТПА-НЭ.

4 Технико-экономический выбор трансформаторов на ГПП

Рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения находится как:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PII}}, \quad (45)$$

где L - длина линии,

P_{PII} - суммарная активная мощность по предприятию;

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{14 + 0.016 \cdot 87394} = 163 \text{ кВ},$$

где суммарная расчетная нагрузка складывается из нагрузки высоковольтных и низковольтных потребителей предприятия и мощности сторонней нагрузки:

$$P_{PII} = P_{PH} + P_{PB} + P_{CTOP}, \quad (46)$$

где P_{PH} - нагрузка на стороне НН,

P_{PB} - нагрузка на стороне ВН,

P_{CTOP} - нагрузка сторонних потребителей.

$$P_{PII} = 6597.61 + 5366.38 + 75430 = 87394 \text{ кВт.}$$

Находим значение полной расчетной нагрузки предприятия:

$$S_{PII} = \sqrt{P_{PII}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (47)$$

$$S_{PII} = \sqrt{87394^2 + 21848^2} = 90084 \text{ кВА},$$

при этом расчетную реактивную нагрузку определяем из выражения:

$$Q_{\text{ЭС}} = P_{\text{ПП}} \cdot \text{tg}\phi, \quad (48)$$

$$Q_{\text{ЭСi}} = 87394 \cdot 0.25 = 21848 \text{ квар.}$$

Поскольку от главной понизительной подстанции предприятия осуществляется электроснабжение всех групп потребителей ЭЭ, то для обеспечения требований к питанию таких ЭП принимаем на ГПП два СТ со значением номинальной мощности более, полученной по формуле:

$$S_{\text{номт}} \approx K_{1-2} \cdot S_{\text{ПП}} \frac{1}{K_{\text{пер}}}, \quad (49)$$

где K_{1-2} - коэффициент участия потребителей,

$K_{\text{пер}}$ - коэффициент перегрузки.

$$S_{\text{номт}} \approx 0,8 \cdot 90084 \cdot \frac{1}{1,4} = 51477 \text{ кВА.}$$

Исходя из доступных данных, приводимых в каталогах изготовителей, принимаем для дальнейших расчетов и сравнения характеристик трансформаторы ТРДН-63000/110/10 и следующий по шкале номинальных мощностей ТРДН-80000/110/10/10.

4.1 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТРДН - 63000/110/10

На основании справочных данных, представленных на сайте производителя силовых трансформаторов, необходимые исходные данные для проведения дальнейших вычислений потерь в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{ХХ}} = 48 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{КЗ}} = 247 \text{ кВт}; \quad i_{\text{ХХ}} = 0.52 \% ; \quad u_{\text{КЗ}} = 10.5 \% ;$$

$$K_T = 50380 \text{ тыс. руб.}$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме ХХ определим из выражения» [14, 22]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + 0.05 \cdot \Delta Q_x, \quad (50)$$

$$\Delta P_x' = 48 + 0.05 \cdot 327.6 = 64.38 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (51)$$

$$\Delta Q_x = 0.52 \cdot 63000 / 100 = 327.6 \text{ квар},$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме КЗ определим из выражений» [14]:

- для обмотки ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (52)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 63000 / 100 = 826.9 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0.125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (53)$$

$$U_{к.в\%} = 0.125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (54)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 826.9 = 41.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмотки НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (55)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 63000 / 100 = 11576.3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1.75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (56)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (57)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 494 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1072,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (58)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 247 = 494 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго трансформатора на подстанции определим из выражения» [14]:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (59)$$

$$K_{з.б} = \frac{90084}{63000} = 1,43.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (60)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{45042}{63000} = 0,71.$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ определим из выражения» [14]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\dot{}} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (61)$$

$$P_m^{\dot{}} = 64,38 + 1,43^2 \cdot 41,3 + 0,71^2 \cdot 1072,8 + 0,71^2 \cdot 1072,8 = 1245,7 \text{ кВт}.$$

Находим потери электрической энергии используя значения мощности для каждой ступени годового графика нагрузки и их продолжительности (рисунок 1):

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i +$$

$$+ \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P'_{к.6} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (62)$$

где ΔW_x - потери в режиме XX,

ΔW_k - потери в режиме КЗ.

Расчетные данные по потерям в силовых трансформаторах подстанции предприятия заносим в таблицу 2.

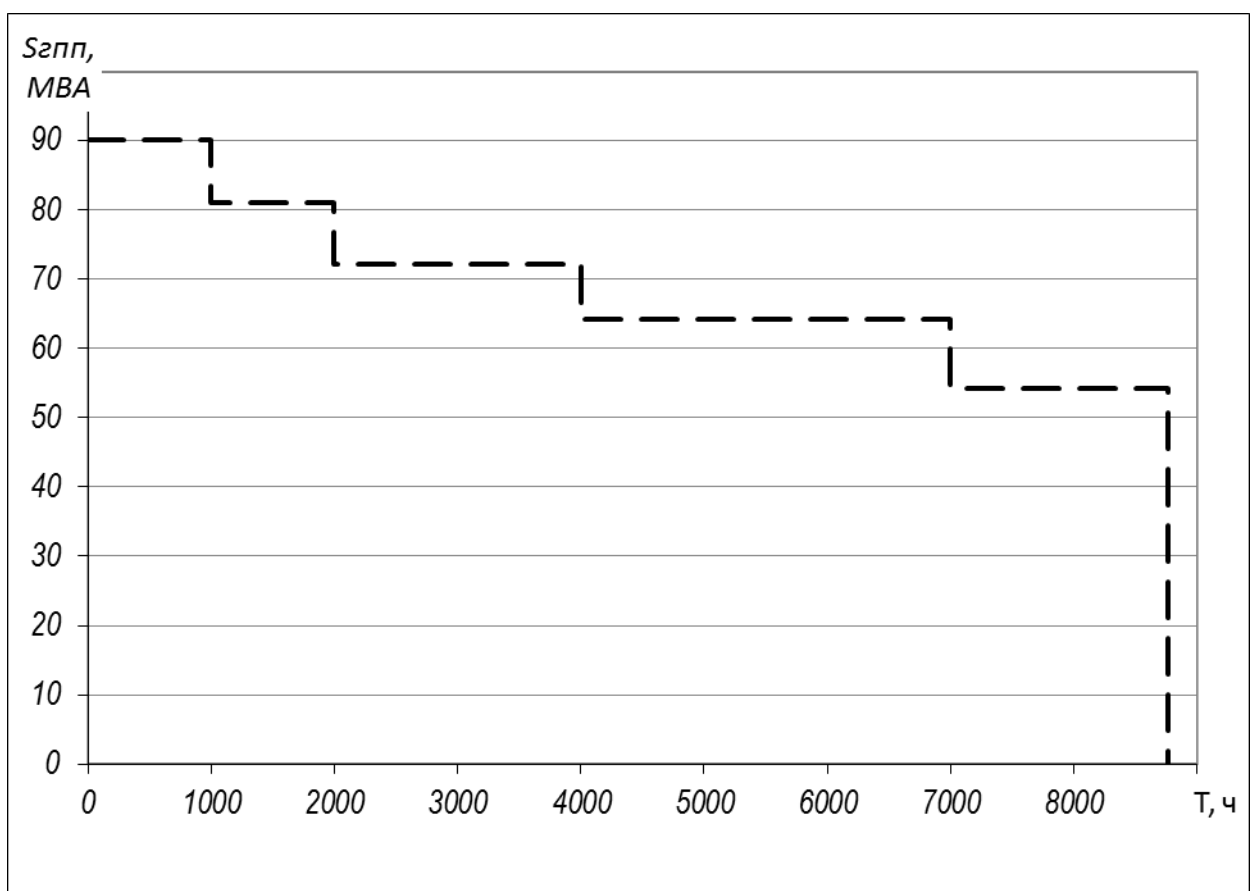


Рисунок 1 – Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции

Находим стоимость $C_{\Delta W_{nc}}$ потерь электрической энергии ΔW_{nc} в силовых трансформаторах ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\Delta W_{nc}}, \quad (63)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = (3104351 + 1127938) \cdot 2.558 = 10826 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 2 - Расчетные данные по потерям в силовых трансформаторах подстанции

i ступе нь	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	90.084	45.042	45.042	2	1000	128760	1.430	0.715	0.715	42266	27418 8	27418 8
2	81.123	40.562	40.562	2	1000	128760	1.288	0.644	0.644	34276	22235 2	22235 2
3	72.116	36.058	36.058	2	2000	257520	1.145	0.572	0.572	54175	35144 0	35144 0
4	64.276	32.138	32.138	2	3000	386280	1.020	0.510	0.510	64554	41877 1	41877 1
5	54.148	27.074	27.074	2	1760	226618	0.859	0.430	0.430	26876	17435 1	17435 1
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1127938$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 3104351$		

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения»
[14]:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta \text{ВПС}}, \quad (64)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 100761 + 9472 + 10826 = 45488 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 50380.49 = 100761 \text{ тыс.руб.}$ – суммарные затраты на покупку, доставку и монтаж новых силовых трансформаторов рассматриваемой мощности;

E_n - нормативный коэффициент окупаемости вложений;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 100761 = 9472 \text{ тыс.руб.}$ – величина годовых отчислений.

4.2 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТРДН - 80000/110/10

На основании справочных данных, представленных на сайте производителя силовых трансформаторов, необходимые исходные данные для проведения дальнейших вычислений потерь в трансформаторах:
 $\Delta P_{\text{XX}} = 56 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{КЗ}} = 312 \text{ кВт}; \quad i_{\text{XX}} = 0.47 \%; \quad u_{\text{КЗ}} = 10.5 \%;$
 $K_T = 57709 \text{ тыс.руб.}$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [14]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + 0.05 \cdot \Delta Q_x, \quad (65)$$

$$\Delta P_x' = 56 + 0.05 \cdot 376 = 74.8 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{\text{xx}\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (66)$$

$$\Delta Q_x = 0.47 \cdot 80000 / 100 = 376 \text{ квар},$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме КЗ определим из выражения» [14]:

- для обмотки ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном\ m} / 100, \quad (67)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 80000 / 100 = 1050 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (68)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (69)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 1050 = 52.5 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмотки НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном\ m} / 100, \quad (70)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 80000 / 100 = 14700 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (71)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (72)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 624 + 0.05 \cdot 14700 = 1359 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (73)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 312 = 624 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго трансформатора на подстанции определим из выражения» [14]:

$$K_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (74)$$

$$K_{3.6} = \frac{90084}{80000} = 1.13.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (75)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{45042}{80000} = 0.56.$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ определим из выражения» [14]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (76)$$

$$P_m^{\dot{}} = 74.8 + 1.13^2 \cdot 52.5 + 0.56^2 \cdot 1359 + 0.56^2 \cdot 1359 = 1003 \text{ кВт}.$$

Находим потери электрической энергии используя значения мощности для каждой ступени годового графика нагрузки и их продолжительности [14]:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P_{к.6}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}' \cdot T_i \right) \quad (77)$$

Расчетные данные по потерям в силовых трансформаторах подстанции предприятия заносим в таблицу 3.

Находим стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (78)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = (2439176 + 1310496) \cdot 2.558 = 9592 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения»
[14]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta WTC}, \quad (79)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 115417.1 + 10849 + 9592 = 49295 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 57708.56 = 115417.1 \text{ тыс.руб.}$ – суммарные затраты на покупку, доставку и монтаж новых силовых трансформаторов рассматриваемой мощности;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 115417.1 = 10849 \text{ тыс.руб.}$ – величина годовых отчислений.

В качестве рационального напряжения внешнего электроснабжения выбираем 110 кВ.

Из двух вариантов установки трансформаторов на ГПП выбираем вариант в котором по результатам вычислений была найдена минимальная величина приведенных затрат, таким вариантом стало размещение на подстанции предприятия 2х СТ типа ТРДН- 63000/110/10/10.

Таблица 3 - Расчетные данные по потерям в силовых трансформаторах подстанции

i степе нь	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	90.084	45.042	45.042	2	1000	149600	1.126	0.563	0.563	33285	21540 0	21540 0
2	81.123	40.562	40.562	2	1000	149600	1.014	0.507	0.507	26992	17467 8	17467 8
3	72.116	36.058	36.058	2	2000	299200	0.901	0.451	0.451	42663	27608 8	27608 8
4	64.276	32.138	32.138	2	3000	448800	0.803	0.402	0.402	50836	32898 3	32898 3
5	54.148	27.074	27.074	2	1760	263296	0.677	0.338	0.338	21165	13696 9	13696 9
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1310496$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 2439176$		

5 Расчет токов короткого замыкания

«В системах электроснабжения предприятий периодически возникают короткие замыкания, приводящие к резкому увеличению протекающего тока. Выбираемые электрические аппараты и проводники должны проверяться на стойкость к термическому и динамическому воздействию токов короткого замыкания» [15, 16].

Составляется расчетная схема (рисунок 2), на которой отмечаются все основные элементы и точки для расчета токов КЗ и ее схема замещения (рисунок 3), на которой все элементы представляются своими сопротивлениями.

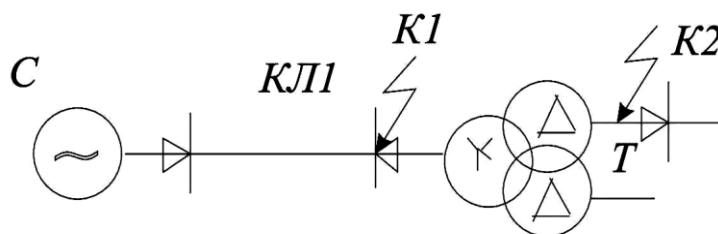


Рисунок 2 - Расчётная схема для определения значений токов КЗ

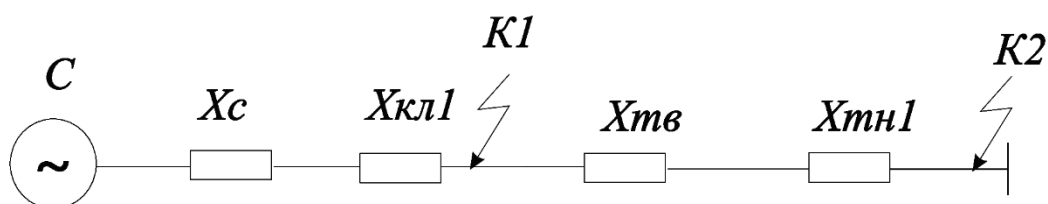


Рисунок 3 - Схема замещения для определения значений токов КЗ

Исходными данными при проведении вычислений являются сведения о мощности КЗ и параметрах линии электропередачи до подстанции энергосистемы:

Внешняя ЭЭС: среднее номинальное напряжение - $U_{cp} = 115$ кВ;
базисная мощность - $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА; мощность КЗ - $S_{\kappa} = 4250$ МВА.

Кабельная линия электропередачи: погонное сопротивление -
 $x_{y\bar{o}} = 0,4$ Ом/км; длина - $L = 14$ км.

Силовой трансформатор ГПП: номинальная мощность - $S_{н} = 63$ МВА;
напряжение КЗ - $U_{\kappa} = 10.5$ %.

«Сопротивление системы определим из выражения» [17]:

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}}; \quad (80)$$

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{1000}{4250} = 0.235.$$

«Сопротивление КЛЭП определим из выражения» [17]:

$$x_{BЛ.\bar{o}} = \frac{x_{y\bar{o}} \cdot L}{2} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{сн}^2}; \quad (81)$$

$$x_{BЛ.\bar{o}} = \frac{0.4}{2} \cdot 14 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.212.$$

«Сопротивление принятого к установке на ГПП СТ определим из выражения» [17]:

$$x_{T.B.\bar{o}} = \frac{U_{\kappa.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н}}; \quad (82)$$

$$x_{T.B.\bar{o}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0.208.$$

$$x_{T.H.\bar{o}} = \frac{U_{\kappa.H}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н}}; \quad (83)$$

$$x_{T.H.\bar{o}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2.917.$$

5.1 Расчет токов КЗ в точке К1

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [17]:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{o}} + x_{BЛ.\bar{o}}; \quad (84)$$

$$x_{рез1} = 0.235 + 0.212 = 0.447.$$

«Базисный ток определим из выражения» [17]:

$$I_{\bar{o}.к1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (85)$$

$$I_{\bar{o}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [17]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{x_{рез1}} \cdot I_{\bar{o}}; \quad (86)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.447} \cdot 5.02 = 11.231 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [17]:

$$i_{yд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{yд}; \quad (87)$$

где $\kappa_{yд}$ - ударный коэффициент;

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 11.231 \cdot 1.81 = 28.59 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет токов КЗ в точке К2

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [17]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (88)$$

$$x_{рез2} = 0.447 + 0.208 + 2.917 = 3.572.$$

«Базисный ток определим из выражения» [17]:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (89)$$

$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [17]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{x_{рез2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (90)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{3.572} \cdot 54.986 = 15.393 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [17]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (91)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 15.393 \cdot 1.86 = 40.274 \text{ кА.}$$

Выводы по разделу: в результате проведенных расчетов были определены значения токов короткого замыкания для всех точек КЗ, определены значения трехфазного тока и ударного тока КЗ.

6 Выбор электрических аппаратов на ГПП

6.1 Выбор и проверка электрооборудования для размещения на ОРУ подстанции

6.1.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Предварительно для размещения на стороне ВН ГПП выбираем высоковольтный выключатель РГП-СЭЩ-110/1250.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (92)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока выбираемого аппарата максимальному току послеаварийного режима:

$$I_{max} < I_n, \quad (93)$$
$$443 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

где максимальное значение тока послеаварийного режима определяется по формуле:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (94)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А};$$

- проверка на электродинамическую стойкость выбранного аппарата:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (95)$$

где « $i_{np.c}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [18];

$$28.6 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА};$$

- проверка на термическую стойкость выбранного аппарата:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (96)$$

где « $I_{np.c}$ – действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [18];

$$18.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 88.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный высоковольтный выключатель соответствует критериям выбора и проверки.

6.1.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Предварительно для размещения на стороне ВН ГПП выбираем трансформаторы тока ТВ-110-II-600/5.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (97)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока выбираемого аппарата максимальному току послеаварийного режима:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (98)$$

$$443 \text{ A} \leq 600 \text{ A};$$

- проверка на электродинамическую стойкость выбранного аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (99)$$

$$28.6 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА};$$

- проверка на термическую стойкость выбранного аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (100)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [18],

$$16.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 61.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [18]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (101)$$

где « $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки

(допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока $Z_2 \approx R_2$ » [18].

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (102)$$

Вторичной нагрузкой рассматриваемого трансформатора тока на стороне ВН ГПП является амперметр с номинальной мощностью прибора равной 0.3 ВА. Найдем значение активного сопротивления:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (103)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.3}{5^2} = 0.012 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов определим из выражения» [18]:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов;

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.012 - 0.1 = 1.088 \text{ Ом}.$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [18]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (104)$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [18];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.088} = 0.965 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности, выбираем сечение проводника равное 2.5 мм².

Предварительно выбранный трансформатор тока соответствует критериям выбора и проверки.

6.2 Выбор и проверка электрооборудования для размещения в ЗРУ подстанции

6.2.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Предварительно для размещения на стороне НН ГПП выбираем высоковольтный выключатель ВБЭК-10-31,5/3150.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока выбираемого аппарата максимальному току послеаварийного режима:

$$I_{max} < I_n, \quad (106)$$

$$2425 \text{ А} < 3150 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (107)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 2425 \text{ А};$$

- проверка на коммутационную способность:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (108)$$

$$15.4 \text{ кА} \leq 31.5 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (109)$$

$$10.3 \text{ кА} \leq 18.7 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (110)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 15.4 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.06}} = 10.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (111)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 31.5 = 18.7 \text{ кА},$$

- проверка на электродинамическую стойкость выбранного аппарата:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (112)$$

$$15.4 \text{ кА} \leq 31.5 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (113)$$

$$40.3 \text{ кА} \leq 70 \text{ кА};$$

- проверка на термическую стойкость выбранного аппарата:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (114)$$

$$36.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный высоковольтный выключатель соответствует критериям выбора и проверки.

6.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Предварительно для размещения на стороне НН ГПП выбираем трансформаторы тока ТПШЛ-10-І-3000/5.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (115)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие номинального тока выбираемого аппарата максимальному току послеаварийного режима:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (116)$$

$$2425 \text{ А} \leq 3000 \text{ А};$$

- проверка на электродинамическую стойкость выбранного аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (117)$$

$$40.3 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- проверка на термическую стойкость выбранного аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (118)$$

$$36.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 192.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [18]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (119)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{np} + R_k , \quad (120)$$

Вторичной нагрузкой рассматриваемого трансформатора тока на стороне ВН ГПП являются амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии суммарной номинальной мощностью 148 ВА. Найдем значение активного сопротивления:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (121)$$

$$R_{приб} = \frac{14}{5^2} = 0.56 \text{ Ом} .$$

«Максимально допустимое сопротивления проводов определим из выражения» [18]:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k ,$$

$$R_{np} = 1.2 - 0.56 - 0.1 = 0.54 \text{ Ом} .$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [18]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} , \quad (122)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.54} = 1.296 \text{ мм}^2 .$$

По условию механической прочности, выбираем сечение проводника равное 2.5 мм².

Предварительно выбранный трансформатор тока соответствует критериям выбора и проверки.

Таким же образом выбираем и трансформаторы, устанавливаемые на отходящих линиях.

6.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Предварительно для размещения на стороне НН ГПП выбираем трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (123)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый класс точности;

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТН» [18]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (124)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (125)$$

Вторичной нагрузкой ТН являются счетчики активной и реактивной электрической энергии с суммарной нагрузкой 68 Вт и 132 вар.

$$148 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА}.$$

Предварительно выбранный трансформатор напряжения соответствует критериям выбора и проверки.

6.2.4 Выбор и проверка жестких шин

Найдем сечение проводника по экономической плотности тока по следующей формуле:

$$s = \frac{I_{\text{раб. ном}}}{j_э}; \quad (126)$$

$$s = \frac{1732}{1} = 1732 \text{ мм}^2.$$

Выбираем две шины из алюминиевого сплава с прямоугольным сечением размером 100x10 мм и $I_{\text{дон}} = 3100 \text{ А}$.

«Минимальное сечение шины по условию термической стойкости определяется по выражению» [19]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (127)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{36.8} \cdot 10^3}{66} = 91.9 \text{ мм}^2.$$

«Сила, воздействующая на шины во время трехфазного КЗ определяется по выражению» [18]:

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (128)$$

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_ϕ – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [18].

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 20150^2 \cdot 1 \cdot 1 = 70.3 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины определяется по выражению» [18]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (129)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.1^2}{6} = 1.7 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника определяется по выражению» [18]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (130)$$

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [17];

$$\sigma_{\max} = \frac{70.3 \cdot 1}{8 \cdot 1.7 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.5 \text{ МПа}.$$

«Проверка на электродинамическую стойкость проводится по выражению» [18]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (131)$$

$$0.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (132)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

«Момент инерции поперечного сечения проводника определяется по выражению» [18]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (133)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.1^3}{12} = 8.3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний определяется по выражению» [18]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (134)$$

где « l – длина пролета между изоляторами,

J – момент инерции поперечного сечения шины,

E – модуль упругости материала шины,

r_1 – параметр основной собственной частоты шины,

m – масса шины на единицу длины» [19];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 8.3 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 239.8 \text{ Гц}.$$

Поскольку частота собственных колебаний превышает значение 200 Гц, то отсутствуют условия для возникновения механического резонанса.

6.2.5 Выбор и проверка опорных изоляторов

Основное назначение опорных изоляторов – крепление шин. Предварительно выбираем изоляторы ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (135)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{\text{дон}}, \quad (136)$$

$$70.3 \text{ Н} < 1500 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (137)$$

где « $F_{\text{разруш}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб,

H_u – высота изолятора» [19];

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.18} = 1500 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (138)$$

где b и h – геометрические размеры изолятора;

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.1}{2} = 0.18 \text{ м}.$$

Предварительно выбранные опорные изоляторы соответствуют критериям выбора и проверки.

6.2.6 Выбор проходных изоляторов

Предварительно выбираем проходные изоляторы ИП-10/5000-42,5 УХЛ2.

Условия выбора и проверки:

- соответствие напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (139)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекаемому току:

$$I_{max} < I_n, \quad (140)$$
$$2425 \text{ А} < 5000 \text{ А};$$

- не превышение максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (141)$$
$$20.3 \text{ Н} < 25500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (142)$$
$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{20150^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 20.3 \text{ Н}.$$

Предварительно выбранные проходные изоляторы соответствуют критериям выбора и проверки.

Таким образом, все выбранные электрические аппараты, которые предполагается установить на главной понизительной подстанции предприятия, были выбраны по номинальным параметрам и прошли необходимые проверки, а, следовательно, могут быть установлены на сторонах ВН и НН главной понизительной подстанции рассматриваемого в работе промышленного предприятия.

7 Определение параметров системы заземления подстанции

«Заземление делится на защитное, имеющее своей целью обеспечение электробезопасности персонала и рабочее, необходимое для правильного функционирования электрооборудования.

Основной характеристикой обеспечения электробезопасности служит максимально допустимый уровень напряжения прикосновения, который следует обеспечивать во всех режимах функционирования системы электроснабжения.

Максимальное допустимое значение напряжения прикосновения составляет 500 В при времени существования КЗ равного 0.5 с» [20].

«Значение напряжения на заземлителе найдем из выражения» [20]:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{K_{II}}, \quad (143)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.266} = 1878 \text{ В},$$

где значение коэффициента напряжения прикосновения:

$$K_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_b L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (144)$$

где «M – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , так как грунт принят однородным;

l_b – длина вертикального заземления;

L_2 – длина горизонтального заземлителя;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь заземляющего устройства» [20];

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.93}{\left(\frac{6 \cdot 306}{12 \cdot \sqrt{1960}} \right)^{0.45}} = 0.266,$$

значение коэффициент сопротивления тела человека:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5 \rho_{\text{в.с}}}, \quad (145)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 50} = 0.93.$$

Найденное значение не превышает допустимого 10 кВ. Условие определения сопротивления заземляющего устройства:

«Сопротивление ЗУ должно удовлетворять условию» [20]:

$$R_3 < R_{3.\text{доп}}. \quad (146)$$

«Число ячеек для расчетной модели заземлителя найдем из выражения» [20]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (147)$$

$$m = \frac{306}{2 \cdot \sqrt{1960}} - 1 \approx 2.$$

«Протяженность полос в расчетной модели найдем из выражения» [20]:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (148)$$

$$L_2' = 2\sqrt{1960} \cdot (2+1) = 265.6 \text{ м.}$$

Определим протяженность одной стороны квадратной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (149)$$

$$b = \frac{\sqrt{1960}}{2} = 22.1 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей, которые необходимо установить по контуру определим из выражения» [20]:

$$n_{\text{г}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{г}}}, \quad (150)$$

$$n_{\text{г}} = \frac{\sqrt{1960} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 30.$$

«Суммарную протяженность вертикальных заземлителей найдем из выражения» [20]:

$$L_{\text{г}} = l_{\text{г}} \cdot n_{\text{г}}, \quad (151)$$

$$L_{\text{г}} = 6 \cdot 30 = 180 \text{ м.}$$

«Значение относительной глубины погружения вертикальных заземлителей найдем из выражения» [20]:

$$\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (152)$$

$$\frac{6 + 0.7}{\sqrt{1960}} = 0.151.$$

«Суммарное сопротивление для сложного заземлителя найдем из выражения» [20]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (153)$$

$$R_3 = 0.317 \cdot \frac{50}{\sqrt{1960}} + \frac{50}{306 + 180} = 0.46 \text{ Ом},$$

где « ρ_3 – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_6 = l_6 \cdot n_6$ – общая длина вертикальных заземлителей» [20].

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (154)$$

$$A = (0.444 - 0.84 \cdot 0.151) = 0.317;$$

Полученная величина суммарного сопротивления сложного заземлителя не превышает максимальное установленное значение 0,5 Ом, а значит для заземляющего устройства окончательно выбираем 30 вертикальных заземлителей и горизонтальную соединительную полосу протяженностью 266 м.

Заключение

Основной целью работы являлась разработка такой системы электроснабжения производства строительного крепежа и метизов, которая бы позволила обеспечить все электроприемники производства электроэнергией в заданных объемах, требуемого качества и с заданными требованиями по надежности электроснабжения.

В работе была дана краткая характеристика сфер деятельности предприятия и перечислена номенклатура выпускаемой продукции.

Произведен расчет ожидаемых максимальных нагрузок по отдельным цехам предприятия и определена суммарная нагрузка по заводу с учетом мощности высоковольтной нагрузки.

Сопоставляя полученные значения приведенных затрат выбран первый вариант с размещением на КТП двух СТ ТСЗЛ-1600/10, 2 КУ 0,4 кВ АУКРМ 200 квар и 2 КУ 10,5 кВ УКРП57 450 квар. Для других ТП предприятия выбор силовых трансформаторов производился аналогично, учитывая требования к надежности электроснабжения потребителей, которые будут получать в дальнейшем питание от цеховых ТП. Выбранные трансформаторы планируется разместить в подстанциях типа 2КТПА-НЭ.

Из двух вариантов установки трансформаторов на ГПП выбран вариант в котором по результатам вычислений была найдена минимальная величина приведенных затрат, таким вариантом стало размещение на подстанции предприятия 2х СТ типа ТРДН- 63000/110/10/10.

Определены значения токов короткого замыкания в характерных точках, которые были использованы при проверке выбранных аппаратов для установки в ОРУ и ЗРУ подстанции предприятия.

Выполнен расчет сложного заземлителя подстанции, состоящего из вертикальных электродов и соединительных горизонтальных проводников, сопротивление сложного заземлителя по результатам проверочных расчетов находится в допустимых пределах.

Список используемых источников

1. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2012. 106 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 21.03.2021).
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 14.02.2021).
5. Дайнеко В.А., Забелло Е.П., Прищепова Е.М. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: учебное пособие. М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. 333 с.
6. Данилов М.И. Романенко И.Г. Инженерные системы зданий и сооружений (электроснабжение с основами электротехники) [Электронный ресурс] : учебное пособие (курс лекций). Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. 223 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/63087.html> (дата обращения: 12.04.2021).
7. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.

8. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
10. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие. М: Инфра-Инженерия. 2018. 148 с.
11. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
12. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
13. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 29.02.2021).
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
16. Ушаков В.Я., Чубик П.С. Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политех. университета, 2015. 388 с.
17. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.

18. Alatawneh N. Effects of cable insulations' physical and geometrical parameters on sheath transients and insulation losses // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №11, pp. 95-106.
19. Banerjee G. K. Electrical and electronics engineering materials. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 360 p.
20. Qiu L., Ouyang Y., Feng Y., Zhang X. Review on micro/nano phase change materials for solar thermal applications // Renewable Energy. 2019. №14, pp. 513-538.
21. Sahdev S. K. Basic Electrical Engineering. Pearson India, 2015. 768 p.
22. Zhang Q., Tang W., Zaccour G., Zhang J. Should a manufacturer give up pricing power in a vertical information-sharing channel // European Journal of Operational Research. 2019. №276, pp. 910-928.