

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 системы электроснабжения Среднеуральского медеплавильного завода

Обучающийся

О.С. Васьков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2022

Аннотация

ВКР выполнена по актуальной теме «Реконструкция системы электроснабжения Среднеуральского медеплавильного завода».

В ходе выполнения работы были произведены вычисления среднесменных значений нагрузок по корпусам предприятия и определены итоговые расчетные значения как по каждому корпусу в отдельности, так и по предприятию целиком. Расчеты производились отдельно для низковольтных и высоковольтных нагрузок, а затем путем суммирования определялась итоговая нагрузка по предприятию.

На основании расчетных нагрузок, взаимного расположения производственных корпусов и намечаемой к реализации схемы внутреннего электроснабжения предприятия было определено необходимое количество цеховых трансформаторных подстанций, число устанавливаемых на них трансформаторов с учетом категории надежности электроснабжения потребителей и мощность цеховых трансформаторов, достаточная для бесперебойного электроснабжения потребителей. Выполнены расчеты по определению технико-экономической эффективности размещения на цеховых ТП устройств компенсации реактивной мощности и в случае такой необходимости определены значения реактивных мощностей устройств компенсации.

Произведены расчеты по определению мощности трансформаторов на ГПП предприятия. Определены значения токов КЗ в результате которого были получены значения, использованные при выборе электрических аппаратов и их последующей проверке по электродинамической и термической стойкости.

В целом пояснительная записка к ВКР включает в себя 60 страниц печатного текста, 4 таблицы с данными и 2 графических рисунка. Графическая часть работы выполнена на 6 листах А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия.....	5
2 Определение расчетной нагрузки по предприятию	7
3 Расчёт необходимого количества трансформаторов для установки на КПП предприятия	12
4 Выбор силовых трансформаторов для установки на ГПП предприятия	22
4.1 Первый вариант с размещением на главной понизительная подстанция двух силовых трансформаторов типа ТМН - 6300/35/10	24
4.2 Второй вариант с размещением на главной понизительная подстанция двух силовых трансформаторов типа ТДН -10000/35/10.....	28
5 Определение значений токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП.....	32
5.1 Определение токов короткого замыкания в первой расчётной точке	34
5.2 Определение токов короткого замыкания во второй расчётной точке ..	35
6 Выбор основного электрооборудования для размещения на ГПП предприятия	37
6.1 Выбор основных электрических аппаратов, устанавливаемых на стороне высокого напряжения подстанции	37
6.1.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на стороне 35 кВ	37
6.1.2 Выбор и проверка разъединителей на стороне 35 кВ	40
6.1.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	41
6.1.4 Выбор и проверка гибких шин в открытом распределительном устройстве подстанции на напряжении 35 кВ	44
6.2 Выбор основных электрических аппаратов, устанавливаемых на стороне низкого напряжения подстанции.....	46
6.2.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на стороне 10 кВ	46

6.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	49
6.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	51
6.2.4 Выбор жестких шин.....	52
Заключение	56
Список используемой литературы	58

Введение

К системе электроснабжения промышленного предприятия (сокращенно СЭС) предъявляется целый ряд требований, без выполнения которых невозможна ее эксплуатация:

- обеспечение требований по защите персонала от поражающих факторов электрического тока и предотвращение возможного контакта работников предприятия с токоведущими частями, которые могут оказаться под напряжением;
- обеспечение, необходимой в зависимости от выполняемых задач, надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, не превышая установленные для них нормами интервалы прерываний подачи электроэнергии;
- обеспечение требований по электромагнитной совместимости применяемого на предприятии электрооборудования и систем и обеспечение в сетях предприятия выполнения требований, указанных в ГОСТ 32144-2013 на качество электрической энергии, используя при необходимости специальные схемные решения или устройства для повышения качества электрической энергии;
- снижение эксплуатационных издержек и затрат на первоначальное строительство, выбор наиболее современных решений;
- обеспечение экологичности и охраны окружающей среды [1-3].

Эти аспекты должны учитываться на всех этапах жизненного цикла СЭС предприятия, от ее проектирования, до эксплуатации.

Цель работы заключается в проектировании системы внутреннего и внешнего электроснабжения предприятия, способной обеспечить надежное электроснабжение потребителей при соблюдении баланса между минимумом затрат на строительство системы и издержек на ее эксплуатацию.

1 Характеристика предприятия

«Черновая медь, выпускаемая в Среднеуральском медеплавильным заводом, соответствует требованиям ГОСТа Р 54310-2011 и применяется для производства рафинированной меди. По своим качественным показателям черновая медь Среднеуральского медеплавильного завода всегда находится на уровне зарубежных аналогов и является одной из лучших в России. Государственный Знак качества был присвоен черновой меди Среднеуральского медеплавильного завода еще в 1972 году. С 2006 года производство черновой меди соответствует требованиям международных стандартов качества ISO 9001, экологии ISO 14001 и охраны труда OHSAS 18001.

Черновая медь выпускается в виде слитков (штыков), форма и размеры которых устанавливаются по согласованию с потребителем. Масса слитка черновой меди находится в пределах 800-1450 кг.

В зависимости от суммарной массовой доли меди, золота, серебра и массовой доли примесей Среднеуральский медеплавильный завод производит семь видов марок: МЧ0-МЧ6. Массовая доля серы в черновой меди — не более 0,5% (по согласованию с клиентом допускается 0,7%)» [1].

Черновая медь является химически нейтральным, пожаро- и взрывобезопасным материалом, который в атмосферных условиях не разлагается с выделением пожароопасных веществ, не образует с водой токсичных соединений, не вызывает коррозию металлов и не является опасным грузом.

При отправке готовых изделий и черновых медных слитков используется преимущественно железнодорожный транспорт, но по согласованию с заказчиком возможна отгрузка и автомобильным грузовым транспортом.

Одним из подразделений завода является ремонтно-механический цех, в котором планируется реконструкция внутренней системы электроснабжения.

Цех выпускает:

- промышленные изделия с выполненной механической обработкой (вес одного изделия может достигать 20 т):
 - обработкой на карусельных станках: максимальный диаметр изделия до 3400 мм, а максимальная высота до 1800 мм;
 - обработкой на токарных станках: диаметр одной заготовки 10 - 2000 мм, общая длина не выше 10 000 мм;
 - обработка на зубофрезерных станках: модуль от 1 до 24 мм при диаметре изделия не выше 2000 мм;
 - обработка на зубодолбежных станках: модуль до 10 мм, диаметр наружного и внутреннего зуба не выше 400 мм;
 - обработка на строгальных станках: максимальная длина одной детали не более 4000 мм при ширине не выше 1300 мм;
- конструкции металлические: длина до 20 м, вес до 20 т;
- литье бронзовое (вес до 1,5 т);
- литье медное (вес до 2 т): водоохлаждаемые элементы.

В связи с установкой в цехе нового промышленного оборудования назрела острая необходимость и в реконструкции системы внутреннего электроснабжения данной части завода как на напряжении 0,4 кВ, так и 10 кВ. Кроме того, в реконструкции нуждается и главная понизительная подстанция, питающая данную часть завода.

В разделе дана краткая характеристика выпускаемой продукции и основных сфер ее применения.

2 Определение расчетной нагрузки по предприятию

Расчеты производим по методике, изложенной в учебном пособии и базирующейся на известном методе расчетного коэффициента и коэффициента использования [4-7]:

По справочным данным, в которых представлены коэффициенты использования K_u и коэффициенты мощности $\cos\varphi$ для различных видов электроприемников по отраслям промышленности, определяем средние значения коэффициентов в производственных цехах, располагаемых на территории предприятия.

«Электроприемники с различными режимами работы приводятся к электроприемникам с одинаковой мощностью и одинаковым режимом работы при помощи эффективного числа ЭП $n_{эф}$ » [7]:

$$n_{эф} = \frac{(\sum_1^n P_{ном.i})^2}{\sum_1^n P_{ном.i}^2}. \quad (1)$$

где $P_{ном.i}$ - номинальная мощность одного i -го электроприемника входящего в группу.

В зависимости от уровня системы электроснабжения, на котором производится расчёт и постоянных времени нагрева проводников, по соответствующей справочной таблице определяются значения коэффициента максимума K_m . Для этого предварительно из выражения находится значение группового коэффициента использования $K_{u.гр}$:

$$K_{u.гр} = \frac{\sum_1^n P_{см.i}}{\sum_1^n P_{ном.i}}, \quad (2)$$

где $P_{см.i}$ - среднесменная мощность группы ЭП.

При отсутствии справочных таблиц, значение коэффициента максимума может быть определено расчётным путём:

$$K_M = 1 + \frac{1.5}{\sqrt{n_{эф}}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_{u.ср}}{K_{u.ср}}}, \text{ при нахождении коэффициента использования и}$$

эффективного числа электроприемников в пределах $K_{u.ср} < 0.15$ и $n_{эф} < 10$;

$$K_M = 1 + \frac{1.4}{\sqrt{n_{эф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1.2 \cdot K_{u.ср}}{K_{u.ср} - 0.01}}, \text{ при } 0.15 < K_{u.ср} < 0.8 \text{ и } n_{эф} > 10, \quad (3)$$

$K_M = 1$, при значении коэффициента использования больше $K_{u.ср} \geq 0.8$.

Определение расчётных электрических нагрузок выполняется в определенной последовательности.

«По справочникам или учебникам для каждой группы электроприемников находятся значения коэффициентов использования и мощности ($\cos\phi$).

Для каждой группы электроприемников определяется значение среднесменной нагрузки» [7]:

$$P_{см.i} = K_{u.i} \cdot \sum_1^n P_{ном.i}; \quad Q_{см.i} = P_{см.i} \cdot tg\phi_i. \quad (4)$$

где $tg\phi_i$ - значения коэффициентов реактивной мощности для каждой из групп электроприемников.

«Находится среднесменная нагрузка в целом по цеху предприятия» [7]:

$$P_{см.Σ} = \sum_1^k P_{ном.i}; \quad Q_{см.Σ} = \sum_1^k Q_{ном.i}, \quad (5)$$

где k – это общее количество групп различных по режиму работы и мощности электроприемников подключенных к одному узлу питания.

«Находится значение $K_{и.ср}$ в целом по цеху по выражению (2).

Находится значение $n_{эф}$ по выражению (1).

Находится значение K_M по таблицам, графикам или формулам (3).

Находится значение расчетной нагрузки в целом по цеху предприятия»

[7]:

$$\begin{aligned}P_p &= K_M \cdot P_{см\Sigma}; \\Q_p &= 1.1 \cdot Q_{см\Sigma} \text{ при } n_{эф} \leq 10; \\Q_p &= Q_{см.\Sigma} \text{ при } n_{эф} > 10; \\S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.\end{aligned}\tag{6}$$

Отдельно производится расчёт для электроприемников на напряжение до 1000 Вольт и электроприемников с номинальным напряжением выше 1000 Вольт. Для высоковольтных электроприемников таким же образом по справочным данным определяются коэффициенты использования и коэффициенты мощности, определяются среднесменные нагрузки, находятся эффективное число и справочные значения коэффициента максимума.

Результаты расчетов по формулам 1-6 сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Итоговая таблица с результатами расчёта нагрузок по отдельным корпусам и производственным цехам предприятия, включая расчёт среднесменной нагрузки, расчёт активной, реактивной и полной расчетной мощности

Номер производственного корпуса или цеха завода	P_u , 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	147	8,65	17	0,23	0,57	1,44	33,81	48,74	1,67	56,46	48,74	74,59
2	185	26,43	7	0,13	0,66	1,14	24,05	27,38	3	72,15	30,11	78,18
3	85	9,44	9	0,55	0,75	0,88	46,75	41,23	0,52	24,31	45,35	51,46
4	136	19,43	7	0,8	0,76	0,86	108,8	93,04	1,08	117,50	102,35	155,83
5	505	63,13	8	0,84	0,7	1,02	424,2	432,77	1,22	517,52	476,05	703,17
6	3175	35,28	90	0,37	0,72	0,96	1174,8	1132,29	1,07	1256,98	1132,29	1691,77
7	532	22,17	24	0,41	0,73	0,94	218,12	204,21	1,26	274,83	204,21	342,39
8	1225	47,12	26	0,81	0,78	0,80	992,25	796,06	1,1	1091,48	796,06	1350,94
9	2013	23,68	85	0,28	0,56	1,48	563,64	833,88	1,18	665,10	833,88	1066,63
10	413	17,96	23	0,52	0,63	1,23	214,76	264,73	1,25	268,45	264,73	377,03
11	3547	46,67	76	0,43	0,73	0,94	1525,2	1427,95	1,14	1738,74	1427,95	2249,94
12	84	16,80	5	0,14	0,7	1,02	11,76	12,00	3,3	38,81	13,20	40,99
13	107	8,23	13	0,43	0,72	0,96	46,01	44,35	1,4	64,41	44,35	78,20
14	537	12,79	42	0,61	0,64	1,20	327,57	393,28	1,15	376,71	393,28	544,59
15	508	26,74	19	0,28	0,67	1,11	142,24	157,60	1,65	234,70	157,60	282,70
16	197	32,83	6	0,16	0,6	1,33	31,52	42,03	3,1	97,71	46,23	108,10
17	191	15,92	12	0,18	0,64	1,20	34,38	41,28	2,1	72,20	41,28	83,16
18	324	14,73	22	0,32	0,58	1,40	103,68	145,62	1,35	139,97	145,62	201,98
Итого по производству	13911	8,23...63,13	491	0,43	-	1,02	6023,5	6138,42	-	7108,03	6203,26	9434,22

С учетом поправочных коэффициентов определяются расчётные значения активной и реактивной мощности. В расчётах учитывается возможность использования синхронных двигателей в целях компенсации реактивной мощности. Суммарные нагрузки по предприятию получаются путём сложения расчётных значений нагрузки, полученных для электроприемников напряжением до и выше 1000 Вольт. Значение полной расчётной мощности и расчётного тока определяются заново по указанным выше формулам.

Выводы по разделу.

В таблице 1 приведены результаты расчётов по определению расчётных активной и реактивной мощностей по каждому из производственных цехов предприятия, а также по имеющимся высоковольтным нагрузкам. Расчёты производятся, используя справочные коэффициенты, учитывающие состав электрооборудования и его режимы работы.

Отдельно расчёты производятся для низковольтной и высоковольтной нагрузки. По расчётным значениям мощностей отдельных цехов будут определяться мощности требуемых к установке цеховых трансформаторов, а по суммарной нагрузке предприятия находится мощность силовых трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции, питающей производство.

3 Расчёт необходимого количества трансформаторов для установки на КПП предприятия

Цеха предприятия, мощность которых недостаточна для установки собственной трансформаторной подстанции будут снабжаться электрической энергией от общей ТП, номинальная мощность трансформаторов которой выбираем по суммарному значению мощности отдельных цехов, расчёт производим на примере цехов 12, 15-16, 8.

Полная мощность трансформатора, устанавливаемого на подстанции определяется с учетом активной расчётной нагрузки, получаемой суммированием отдельных нагрузок по цехам предприятия, деленной на коэффициент загрузки, зависящий от требований к надежности электроснабжения, предъявляемых к самому ответственному потребителю и принятому на ТП количеству трансформаторов [4, 8, 9]:

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

где « $P_{p\Sigma}$ - расчётная активная нагрузка;

K_3 - коэффициент запаса;

N_T - необходимое по условию надежности количество силовых трансформаторов» [4].

$$S_{HT} > \frac{511.2}{0,7 \cdot 2} = 365 \text{ кВА.}$$

Опираясь на расчётное значение полной мощности, принимаем из номенклатурного ряда серийно выпускаемых силовых трансформаторов трансформатор с мощностью $S_{HT} = 400 \text{ кВА}$.

При проведении сравнения вариантов установки на трансформаторной подстанции силовых трансформаторов различной мощности в качестве первого варианта рассмотрим установку силового трансформатора ТМГ12-400.

Для выполнения расчётов в качестве исходных данных используем параметры силового трансформатора, указанные на сайте производителя и определяемые им из опыта холостого хода и опыта короткого замыкания: $\Delta P_{XX} = 0.89 \text{ кВт}$ - потери в режиме XX, $\Delta P_{K3} = 5.8 \text{ кВт}$ - потери в режиме КЗ, $i_{XX} = 1.25 \%$ - ток XX в процентах от номинального значения, $u_{K3} = 4.5 \%$ - напряжение КЗ в процентах от номинального значения, $K_T = 275 \text{ тыс. руб}$ - текущая стоимость одного силового трансформатора с учётом услуг по его монтажу.

«Выполним расчет потерь в силовых трансформаторах КТП» [8]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{k3}), \quad (8)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.89 + 0.7^2 \cdot 5.8) = 7.46 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{k3}) \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 4.5) \cdot \frac{400}{100} = 27.64 \text{ квар}.$$

«Расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ определим по формуле» [8]:

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

$$P_p = 511.2 + 7.46 = 518.6 \text{ кВт},$$

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

$$Q_p = 362.6 + 27.64 = 390.3 \text{ квар}.$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузки в ЭЭС определяется» [8]:

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

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 390.3 = 195.1 \text{ квар.}$$

Находим экономически целесообразное значение реактивной мощности необходимые для передачи потребителем в режиме максимальных нагрузок в энергосистеме:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (13)$$

где $Q_{\text{сд}}$ - реактивная мощность, которую можно получить от низковольтных синхронных двигателей в целях компенсации потребления реактивной мощности другими потребителями;

$$Q'_{\text{э1}} = 390.3 - 0.7 \cdot 0 = 390.3 \text{ квар,}$$

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

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 518.6 = 145.2 \text{ квар.}$$

В дальнейших расчётах используется наименьшее из 2 найденных значений $Q_{\text{э1}} = 145.2 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразные значения РМ в период минимума нагрузки определим по формулам» [8]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\min} - Q_{\text{сд}} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (15)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 195.1 - (390.3 - 145.2) = -49.9 \text{ квар;}$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 195.1 + 0 = 195.1 \text{ квар;}$$

В режиме минимальных нагрузок потребителей наблюдается повышенное значение напряжения в отдельных узлах, поэтому для дальнейших расчётов используется максимальное значение реактивной мощности для данного режима: $Q_{\vartheta 2} = 195.1$ квар.

Суммарное максимальное значение реактивной мощности, которую необходимо вырабатывать на конденсаторных установках, планируемых для размещения на стороне низкого напряжения КТП, определяем из выражения [8]:

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\vartheta 1}, \quad (17)$$

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 390.3 - 145.2 = 303.6 \text{ квар.}$$

Определяем постоянную величину реактивной мощности, которую необходимо компенсировать при помощи конденсаторных установок и нет необходимости в её регулировании:

$$Q_{ку\min} = Q_{\min} - Q_{\vartheta 2}, \quad (18)$$

$$Q_{ку\min} = 195.1 - 195.1 = 0.$$

Полученное нулевое значение говорит о том, что все выбранные установки должны поддерживать регулирование нагрузки от нулевого значения до своей максимальной вырабатываемой реактивной мощности.

«Определим значение реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть с номинальным напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

$$Q_{эн} = Q_{\vartheta 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (19)$$

$$Q_{эн} = 145.2 - (390.3 - 362.6) = 117.6 \text{ квар.}$$

«Значение РМ, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 400)^2 - 511.2^2} = 228.7 \text{ квар},$$

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

$$Q_{KVH} = 362.6 - 228.7 = 134 \text{ квар},$$

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

$$Q_{KVБ} = 303.6 - 134 = 169.6 < 800 \text{ квар}.$$

В результате проведенных вычислений на КТП для питания производственных цехов под номерами 12, 15-16, 18 размещаем 2 силовых трансформатора типа ТМГ12-400 и 2 автоматические установки компенсации реактивной мощности АУКРМ по 65 квар на стороне низкого напряжения ТП.

«Найдем время максимальных потерь по выражению» [8]:

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

где « T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы» [8].

$$\tau = \left(0.124 + \frac{4589}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2976.9 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на холостом ходу в СТ находится из формулы» [8]:

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

где « α , β - плата за мощность и за электроэнергию соответственно» [8].

$$C_{XX} = \left(\frac{695 \cdot 12}{4589} + 1.28 \right) \cdot 8760 = 27.132 \text{ тыс.руб/кВт}.$$

«Удельная стоимость потерь короткого замыкания в СТ находится из формулы» [8]:

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

где « τ - число часов максимума потерь» [8].

$$C_{КЗ} = \left(\frac{695 \cdot 12}{4589} + 1.28 \right) \cdot 2976.9 = 9.22 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в одном силовом трансформаторе, устанавливаемом на КТП предприятия за год его работы в режиме холостого хода и при работе с нормируемым коэффициентом загрузки:

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

$$C \cdot \Delta P_T = 27.132 \cdot 0.89 + 9.22 \cdot 0.7^2 \cdot 5.8 = 50.35 \text{ тыс.руб.}$$

«Величину приведенных затрат на трансформаторную подстанцию с силовыми трансформаторами и КУ найдем из формулы» [8]:

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

где $K_{KV} \cdot N_{KV}$ - суммарная мощность всех принятых к установке устройств компенсации реактивной мощности;

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (275 \cdot 2 + 38.4 \cdot 2) + (50.35 \cdot 2) = 240.477 \text{ тыс.руб.}$$

При проведении сравнения вариантов установки на трансформаторной подстанции силовых трансформаторов различной мощности в качестве

второго варианта рассмотрим установку силового трансформатора ТМГ12-630.

Для выполнения расчётов в качестве исходных данных используем параметры силового трансформатора, указанные на сайте производителя и определяемые им из опыта холостого хода и опыта короткого замыкания: $\Delta P_{xx} = 1.26 \text{ кВт}$, $\Delta P_{кз} = 7.75 \text{ кВт}$, $i_{xx} = 1.25\%$, $u_{кз} = 5.5\%$, $K_T = 383 \text{ тыс. руб.}$

«Выполним расчет потерь в силовых трансформаторах КТП» [8]:

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

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (1.26 + 0.7^2 \cdot 7.75) = 10.12 \text{ кВт},$$

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

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 5.5) \cdot \frac{630}{100} = 49.71 \text{ квар.}$$

«Расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ определим по формуле» [8]:

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

$$P_p = 511.2 + 10.12 = 521.3 \text{ кВт},$$

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

$$Q_p = 362.6 + 49.71 = 412.4 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузки в ЭЭС определяется» [8]:

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

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 412.4 = 206.2 \text{ квар.}$$

«Находим экономически целесообразное значение реактивной мощности необходимые для передачи потребителем в режиме максимальных нагрузок в энергосистеме» [8]:

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

$$Q'_{\text{э1}} = 412.4 - 0.7 \cdot 0 = 412.4 \text{ квар},$$

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

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 521.3 = 146 \text{ квар}.$$

«В дальнейших расчётах используется наименьшее из 2 найденных значений $Q_{\text{э1}} = 146 \text{ квар}$ » [8].

«Экономически целесообразные значения РМ в период минимума нагрузки определим по формулам» [8]:

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

$$Q_{\text{э2,в}} = 206.2 - (412.4 - 146) = -60.2 \text{ квар};$$

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

$$Q_{\text{э2,н}} = 206.2 + 0 = 206.2 \text{ квар};$$

В режиме минимальных нагрузок потребителей наблюдается повышенное значение напряжения в отдельных узлах, поэтому для дальнейших расчётов используется максимальное значение реактивной мощности для данного режима: $Q_{\text{э2}} = 206.2 \text{ квар}$.

Суммарное максимальное значение реактивной мощности, которую необходимо вырабатывать на конденсаторных установках, планируемых для размещения на стороне низкого напряжения КТП, определяем из выражения:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}}, \quad (37)$$

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 412,4 - 146 = 328,2 \text{ квар.}$$

Определяем постоянную величину реактивной мощности, которую необходимо компенсировать при помощи конденсаторных установок и нет необходимости в её регулировании:

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

$$Q_{ку\min} = 206,2 - 206,2 = 0.$$

Полученное нулевое значение говорит о том, что все выбранные установки должны поддерживать регулирование нагрузки от нулевого значения до своей максимальной вырабатываемой реактивной мощности.

«Определим значение реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть с номинальным напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_{\varepsilon n} = 146 - (412,4 - 362,6) = 96,3 \text{ квар.}$$

«Значение РМ, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 511,2^2} = 718,8 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVH} = Q_{p\Sigma} - Q_T, \quad (41)$$

$$Q_{KVH} = 362,6 - 718,8 = -356,1 < 50 \text{ квар,}$$

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

$$Q_{.KVB} = 328,2 - 0 = 328,2 < 800 \text{ квар.}$$

В результате проведенных вычислений на КТП для питания производственных цехов под номерами 12, 15-16, 18 при размещении 2 силовых трансформаторов мощностью по 630 кВА необходимости установки компенсации реактивной мощности по условию обеспечения соблюдения пропускной способности не возникает, трансформаторы выбираем типа ТМГ12-630.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в одном силовом трансформаторе, устанавливаемом на КТП предприятия за год его работы в режиме холостого хода и при работе с нормируемым коэффициентом загрузки:

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

$$C \cdot \Delta P_T = 27.132 \cdot 1.26 + 9.22 \cdot 0.7^2 \cdot 7.75 = 69.199 \text{ тыс.руб.}$$

«Величину приведенных затрат на трансформаторную подстанцию с силовыми трансформаторами и КУ найдем из формулы» [8]:

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

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (383 \cdot 2) + (69.199 \cdot 2) = 309.215 \text{ тыс.руб.}$$

Выводы: выполненные расчеты экономической эффективности установки трансформаторов на КТП различной мощности показали, что приведенные затраты при установке на КТП трансформаторов мощностью 400 кВА составляют порядка 240 тыс. руб. и оказываются существенно меньше приведенных затрат на установку трансформаторов мощностью по 630 кВА даже с учетом того, что в первом варианте предусмотрена установка автоматических КУ мощностью по 65 квар, а во втором варианте нет.

4 Выбор силовых трансформаторов для установки на ГПП предприятия

«Рациональное напряжение питания завода находим из выражения» [4, 10, 11]:

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

где L - общая протяжённость линии, соединяющей подстанцию энергосистемы и главную понизительную подстанцию предприятия;

P_{PI} - сумма расчётных активных мощностей высоковольтных и низковольтных электроприемников по всем производственным и вспомогательным цехам промышленного предприятия;

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{11 + 0.016 \cdot 7108} = 48 \text{ кВ},$$

«Суммарное значение расчетной нагрузки на шинах низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия находим путем суммирования расчетных значений высоковольтной и низковольтной нагрузки от ЭП предприятия, а также величины нагрузки сторонних потребителей, получающих питание от данной ГПП» [10]:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{CТОР}, \quad (46)$$

где P_{PH} - расчетное значение мощности низковольтных электроприемников предприятия,

P_{PB} - расчетное значение мощности высоковольтных электроприемников предприятия,

P_{STOP} - расчетное значение мощности субабонентов и прочих потребителей, получающих питание от ГПП предприятия, но юридически не относящихся к нему.

$$P_{PI} = 7108.03 + 0 + 0 = 7108.03 \text{ кВт.}$$

Находим корень из суммы квадратов активной и реактивной суммарных расчетных мощностей на шинах НН ГПП предприятия и таким образом получаем расчетное значение полной мощности:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (47)$$
$$S_{PI} = \sqrt{7108^2 + 1777^2} = 7327 \text{ кВА},$$

Находим значение реактивной мощности получаемой предприятием из энергосистемы с учётом установки на цеховых трансформаторных подстанциях устройств компенсации реактивной мощности и использования потенциала синхронных двигателей в целях компенсации РМ:

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (48)$$
$$Q_{ЭС} = 7108 \cdot 0.25 = 1777 \text{ квар.}$$

Исходя из наличия на территории предприятия ЭП относящихся ко всем категориям по надежности электроснабжения, только за исключением ЭП относящихся к особой категории первой группы выбираем для установки на ГПП предприятия два силовых трансформатора, а их мощность определяем с учетом необходимого запаса при перегрузке в послеаварийном режиме при нахождении в работе только одного из СТ равной мощности:

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

где K_{1-2} - значение коэффициента участия потребителей, отнесённых к первой и второй категории по надёжности электроснабжения к суммарной нагрузке предприятия,

$K_{пер}$ - значение коэффициента перегрузки, определяемое по рекомендациям завода-производителя силового трансформатора.

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 7327 \cdot \frac{1}{1,4} = 4187 \text{ кВА.}$$

Номинальную мощность силового трансформатора выбираем большей полученного расчетного значения с целью исключения возможной длительной перегрузки в нормальном режиме работы, в дальнейшем планируем к рассмотрению на ГПП 2х вариантов установки силовых трансформаторов. В первом варианте с установкой силовых трансформаторов мощностью 6300 кВА, а во втором варианте с установкой двух трансформаторов большей мощности - по 10000 кВА каждый.

4.1 Первый вариант с размещением на главной понизительная подстанция двух силовых трансформаторов типа ТМН - 6300/35/10

По для выполнения расчётов потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах используются доступные по справочным данным и каталогу производителя данные о технических характеристиках выбранного силового трансформатора: $\Delta P_{XX} = 8.4 \text{ кВт}$, $\Delta P_{КЗ} = 46.9 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.61 \%$, $u_{КЗ} = 7.5 \%$. Стоимость силового трансформатора определяем по прайс листу доступному на сайте завода-изготовителя - $K_T = 11049 \text{ тыс. руб.}$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX по выражению» [11]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (50)$$

$$\Delta P_x' = 8.4 + 0,05 \cdot 38.4 = 10.32 \text{ кВт},$$

Величину потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе находим исходя из данных о токе холостого хода силового трансформатора и его номинальной мощности:

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

$$\Delta Q_x = 0.61 \cdot 6300 / 100 = 38.4 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ найдем по выражению» [11]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (52)$$

$$\Delta Q_k = 7.5 \cdot 6300 / 100 = 472.5 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (53)$$

$$\Delta P_k' = 46.9 + 0.05 \cdot 472.5 = 70.53 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго СТ на подстанции определим по выражению» [11]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (54)$$

$$K_3 = \frac{7327}{6300} = 1.163 .$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе определим по выражению» [11]:

$$\hat{P}_m = \Delta \hat{P}_x + K_{з}^2 \cdot \Delta \hat{P}_к , \quad (55)$$

$$\hat{P}_m = 10.32 + 1.163^2 \cdot 70.53 = 105.71 \text{ кВт}.$$

На рисунке 1 приведён годовой график изменения полной мощности, протекающей через трансформаторы ГПП. Для каждой из ступеней упорядоченного годового графика определяем потери электрической энергии и мощности, как в режиме холостого хода, так и под нагрузкой:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{з6}^2 \cdot \Delta P'_к \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (56)$$

где « ΔW_x , ΔW_k - потери электрической энергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции в режиме их работы на холостом ходу и под нагрузкой» [11].

Стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах за один год работы получаем путём умножения расчётного значения потерь активной электроэнергии на стоимость 1 кВт·ч передаваемой электроэнергии через подстанцию:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (57)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (135160 + 180833) \cdot 3.097 = 979 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчёта потерь электрической энергии на каждом интервале годового графика нагрузки заносим в таблицу 2.

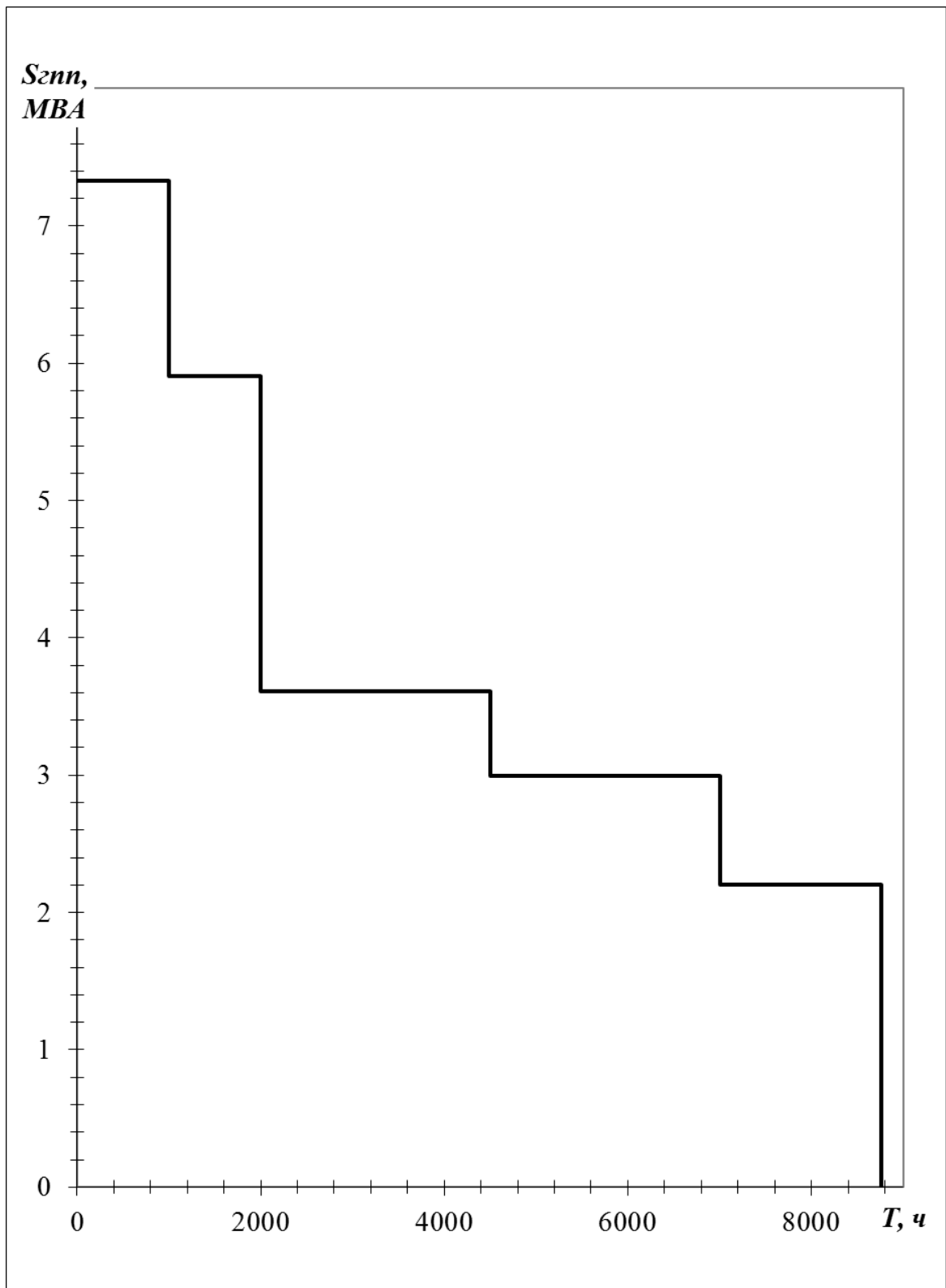


Рисунок 1 – Годовой график нагрузки подстанции на котором отмечены продолжительности основных интервалов и соответствующие им мощности, передаваемые через силовые трансформаторы подстанции

Таблица 2 - Результаты расчёта потерь электрической энергии на каждом интервале годового графика нагрузки

Степень графика нагрузк и ПС i	S_{Bi} , MVA	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	7,327	1000	1,163	47696	20643
2	5,903	1000	0,937	30960	20643
3	3,612	2500	0,573	28984	51608
4	2,996	2500	0,475	19932	51608
5	2,203	1760	0,350	7587	36332
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 135160$	$\Sigma \Delta W_{xi} = 180833$		

«Суммарные приведенные затраты на ГПП находим по выражению»
[11]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПЭС}}, \quad (58)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 22097.47 + 2077 + 979 = 8580 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 11048.73 = 22097.47$ тыс.руб. – цена двух СТ ТМН-6300/35

исходя из доступных в сети интернет прайс листов производителей оборудования;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 22097.47 = 2077$ тыс.руб. – величина годовых суммарных отчислений, направленных на проведение технического обслуживания и ремонта установленных на подстанции силовых трансформаторов.

4.2 Второй вариант с размещением на главной понизительная подстанция двух силовых трансформаторов типа ТДН -10000/35/10

По для выполнения расчётов потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах используются доступные по справочным данным и каталогу производителя данные о технических характеристиках выбранного

силового трансформатора: $\Delta P_{XX} = 12.5 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 60.4 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.76 \%$,
 $u_{K3} = 8 \%$, $K_T = 22410 \text{ тыс. руб.}$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX по выражению» [11]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (59)$$
$$\Delta P_x' = 12.5 + 0.05 \cdot 76 = 16.3 \text{ кВт},$$

«Величину потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе находим исходя из данных о токе холостого хода силового трансформатора и его номинальной мощности» [11]:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.м} / 100, \quad (60)$$
$$\Delta Q_x = 0.76 \cdot 10000 / 100 = 76 \text{ квар},$$
$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ найдем по выражению» [11]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.м} / 100, \quad (61)$$
$$\Delta Q_k = 8 \cdot 10000 / 100 = 800 \text{ квар},$$
$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (62)$$
$$\Delta P_k' = 60.4 + 0.05 \cdot 800 = 100.4 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго СТ на подстанции определим по выражению» [11]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Г}}, \quad (63)$$

$$K_3 = \frac{7327}{10000} = 0.733 .$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе определим по выражению» [11]:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k, \quad (64)$$

$$P_m = 16.3 + 0.733^2 \cdot 100.4 = 70.2 \text{ кВт}.$$

Для каждой из ступеней упорядоченного годового графика определяем потери электрической энергии и мощности, как в режиме холостого хода, так и под нагрузкой:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{зв}^2 \cdot \Delta P_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (65)$$

Результаты расчёта потерь электрической энергии на каждом интервале годового графика нагрузки заносим в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты расчёта потерь электрической энергии на каждом интервале годового графика нагрузки

Ступень графика нагрузк и ПС i	S_{Bi} , MBA	T_i , ч	$K_{зв}$	$\Delta W_{кВi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	7,327	1000	0,733	26950	32600
2	5,903	1000	0,590	17494	32600
3	3,612	2500	0,361	16377	81500
4	2,996	2500	0,300	11262	81500
5	2,203	1760	0,220	4287	57376
		$\Sigma \Delta W_{кВi} = 76369$	$\Sigma \Delta W_{xi} = 285576$		

Стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах за один год работы получаем путём умножения расчётного значения потерь активной электроэнергии на стоимость 1 кВт·ч передаваемой электроэнергии через подстанцию:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (66)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (76369 + 285576) \cdot 3.097 = 1121 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП находим по выражению» [11]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (67)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44820.33 + 4213 + 1121 = 16539 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 22410.17 = 44820.33 \text{ тыс. руб.}$ – цена двух СТ ТДН-10000/35

исходя из доступных в сети интернет прайс листов производителей оборудования;

$$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 44820.33 = 4213 \text{ тыс. руб.}$$

– величина годовых суммарных отчислений, направленных на проведение технического обслуживания и ремонта установленных на подстанции силовых трансформаторов.

Выводы по разделу.

Сравнение приведенных затрат в двух вариантах установки трансформаторов на ГПП различной мощности показало существенное снижение затрат (на 49%) при выборе варианта с установкой на ГПП трансформаторов ТМН-6300/35. Данный вариант принимается для реализации при реконструкции ГПП и в дальнейших разделах работы все расчеты проводятся для него.

5 Определение значений токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП

Расчёт токов короткого замыкания выполняется на основании расчётной схемы (рисунок 2) в которую входят основные элементы подстанции, по которым будет протекать предполагаемый ток короткого замыкания и её схемы замещения, в которой каждый из элементов замещается собственным внутренним индуктивным сопротивлением. При расчёте токов КЗ на напряжении выше 1000 В активные сопротивления ввиду их незначительности не учитываются.

Для расчёта параметров схемы замещения используются исходные данные о технических характеристиках, входящих в неё элементов [4, 13, 14]:

Параметрами внешней энергосистемы являются доступное напряжение питания, расчетное значение мощности короткого замыкания на шинах питающей подстанции энергосистемы: $U_{cp} = 35$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 1550$ МВА.

Для расчёта сопротивления схемы замещения воздушной линии электропередачи используются данные о погонном индуктивном сопротивлении в зависимости от установленного на ней провода и протяжённость линии от ГПП предприятия до подстанции энергосистемы: $x_{y\sigma} = 0,4$ Ом/км; $L = 11$ км.

Для расчёта параметров силового трансформатора используются данные о его полной номинальной мощности и напряжении короткого замыкания: $S_{H} = 6.3$ МВА; $U_{\kappa} = 7.5$ %.

«Сопротивление системы находим по выражению» [14]:

$$x_{c.\bar{\sigma}} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (68)$$

$$x_{c.\bar{\sigma}} = \frac{1000}{1550} = 0.645.$$

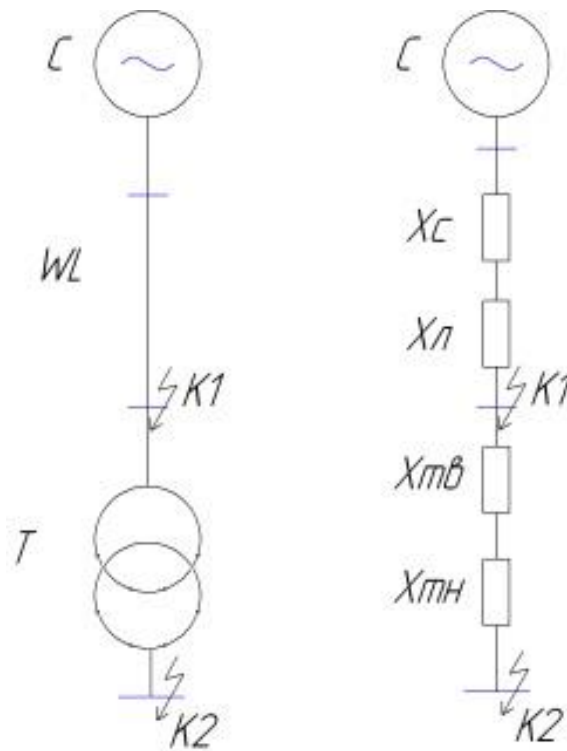


Рисунок 2 - Расчётная схема для определения токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия и схема её замещения с указанием сопротивлений основных входящих в неё элементов

«Сопротивление ВЛЭП находим по выражению» [14]:

$$x_{ВЛ.б} = \frac{x_{уд}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{б}}{U_{сн}^2}; \quad (69)$$

$$x_{ВЛ.б} = \frac{0.4}{2} \cdot 11 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1.796$$

«Сопротивление силового трансформатора ГПП находим по выражению» [14]:

$$x_{Т.б} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}; \quad (70)$$

$$x_{Т.б} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{1000}{6.3} = 11.905.$$

5.1 Определение токов короткого замыкания в первой расчётной точке

«Суммарное сопротивление цепи находим по выражению» [14]:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{ВЛ.б}; \quad (71)$$

$$x_{рез1} = 0.645 + 1.796 = 2.441.$$

Значение базисного тока определяется путём деления базисного значения полной мощности на номинальное напряжение сети на стороне, для которой производится расчёт:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (72)$$

$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16.496 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ находим по выражению» [14]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез1}} \cdot I_{б}; \quad (73)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{2.441} \cdot 16.496 = 6.758 \text{ кА};$$

«Значение ударного тока КЗ находим по выражению» [14]:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (74)$$

где $\kappa_{уд}$ - значение ударного коэффициента, определяемого по справочным данным в зависимости от отношения активного и индуктивного сопротивления участка цепи;

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 6.758 \cdot 1.81 = 17.297 \text{ кА.}$$

5.2 Определение токов короткого замыкания во второй расчётной точке

«Суммарное сопротивление цепи находим по выражению» [14]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (75)$$

$$x_{рез2} = 2.441 + 11.905 = 14.346.$$

Значение базисного тока определяется путём деления базисного значения полной мощности на номинальное напряжение сети на стороне, для которой производится расчёт:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (76)$$

$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52.486 \text{ кА;}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ находим по выражению» [14]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{б}^{\wedge}}{x_{рез2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (77)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{14.346} \cdot 52.486 = 3.659 \text{ кА;}$$

«Значение ударного тока КЗ находим по выражению» [14]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (78)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 3.659 \cdot 1.86 = 9.624 \text{ кА.}$$

Для удобства использования при последующей проверке и выборе электрооборудования подстанции полученные значения расчётных токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции сводим таблицу 4.

Таблица 4 – Значения расчётных токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения подстанции

ТКЗ	$U_{сн}$, кВ	$\kappa_{уд}$	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	35	1,81	6,8	17,3
2	11	1,86	3,7	9,6

Выводы по разделу.

Определены основные элементы, входящие в схему замещения главной понизительной подстанции предприятия и оказывающие заметное влияние на величину тока короткого замыкания. Определены значения металлического трехфазного тока КЗ и соответствующего ему ударного значения тока, необходимые для последующей проверки выбираемого на подстанции нового электрооборудования.

6 Выбор основного электрооборудования для размещения на ГПП предприятия

6.1 Выбор основных электрических аппаратов, устанавливаемых на стороне высокого напряжения подстанции

6.1.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на стороне 35 кВ

На стороне высокого напряжения подстанции для защиты силовых трансформаторов и электрооборудования ОРУ 35 кВ предварительно выбираем высоковольтные вакуумные выключатели ВГБ-35-25/1000 УХЛ1.

Условиями выбора и проверки высоковольтного выключателя являются [4, 15, 16]:

- «соответствие номинального напряжения U_n месту установки $U_{сети}$ » [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (79)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока выключателя протекающему в цепи» [15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (80)$$

$$139 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

Максимальное значение тока, протекающего в цепи, определяется при режиме работе подстанции в котором в работе остаётся один силовой трансформатор, а вся нагрузка потребителей переключается на него:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (81)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 36.7} = 139 \text{ A};$$

– проверка по отключающей способности выбранного выключателя производится путём сравнения расчетных данных о токах короткого замыкания, определённых в предыдущем разделе и паспортных данных предварительно выбранного высоковольтного выключателя, при этом значения, указанные в паспортных данных аппарата должны превосходить расчетные значения токов КЗ в системе электроснабжения:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (82)$$

$$6.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (83)$$

$$3.8 \text{ кА} \leq 14.8 \text{ кА},$$

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{pz}} + t_{\text{св}}$,
 $t_{\text{pz}} = 0,01$ с. – время действия релейной защиты;
 $t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя;
 β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [15];

Ударные значения токов КЗ и стойкости выключателя определяем из выражений:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (84)$$

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 6.8 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.065}} = 3.8 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (85)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 25 = 14.8 \text{ кА},$$

– способность аппарата выдерживать электродинамические воздействия токов коротких замыканий определяется путём сравнения паспортных значений предельного сквозного тока с расчетными значениями трехфазного металлического короткого замыкания и его ударного значения:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{пр.с.}, \quad (86)$$

$$6.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с.}, \quad (87)$$

$$17.3 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА};$$

где « $I_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику),

$i_{пр.с}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [15];

– при проверке на термическую устойчивость расчётное значение теплового импульса сравнивается с произведением квадрата паспортного значения термического тока на расчётное предельное время отключения тока КЗ:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (88)$$

где « $I_{терм}$ – предельный ток термической устойчивости по справочнику;

$t_{откл}$ - длительность протекания тока термической устойчивости по справочнику» [8].

$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 112.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет основным условиям проверки, способен выдерживать максимальное значение возможного тока короткого замыкания и производить его отключение.

6.1.2 Выбор и проверка разъединителей на стороне 35 кВ

На стороне высокого напряжения подстанции для обеспечения видимого разрыва при производстве ремонтных работ и обслуживания электрооборудования подстанции в ОРУ 35 кВ предварительно выбираем разъединители РНДЗ-35.

Условиями выбора и проверки разъединителя являются:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (89)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока разъединителя протекающему в цепи» [15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (90)$$

$$139 \text{ А} < 630 \text{ А},$$

- способность аппарата выдерживать электродинамические воздействия токов коротких замыканий определяется путём сравнения паспортных значений предельного сквозного тока с

расчетными значениями трехфазного металлического короткого замыкания и его ударного значения:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (91)$$

$$17.3 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

- при проверке на термическую устойчивость расчётное значение теплового импульса сравнивается с произведением квадрата паспортного значения термического тока на расчётное предельное время отключения тока КЗ:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (92)$$

$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 68.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет основным условиям проверки, способен выдерживать максимальное значение возможного тока короткого замыкания без термического и электродинамического разрушения.

6.1.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

На стороне высокого напряжения подстанции для обеспечения возможности проведения измерений значений протекающего тока в целях обеспечения учёта передаваемой электрической энергии и работы релейных защит в ОРУ 35 кВ предварительно выбираем трансформаторы тока ТВТ-35.

Условиями выбора и проверки трансформаторов тока являются:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (93)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока трансформатора тока протекающему в цепи» [15]:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (94)$$

$$139 \text{ A} \leq 200 \text{ A} ;$$

- способность аппарата выдерживать электродинамические воздействия токов коротких замыканий определяется путём сравнения паспортных значений предельного сквозного тока с расчетными значениями трехфазного металлического короткого замыкания и его ударного значения:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.см}, \quad (95)$$

$$17.3 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА} ;$$

- при проверке на термическую устойчивость расчётное значение теплового импульса сравнивается с произведением квадрата паспортного значения термического тока на расчётное предельное время отключения тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (96)$$

- где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [15],

$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

- «у выбранного измерительного трансформатора суммарное сопротивление включенных во вторичные цепи приборов не должно

превышать установленного порогового заводом-изготовителем значения для выбранного класса точности» [15]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (97)$$

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» [15].

При расчетах суммарного значения сопротивления, реактивной составляющей можно пренебречь и учёт суммарного сопротивления вести только по активным сопротивлением включенных во вторичные цепи приборов и аппаратов $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} , \quad (98)$$

где $R_{\text{к}}$ – сопротивление контактных соединений;

«Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне ВН СТ является амперметр с номинальной мощностью 3 ВА. Найдем значение сопротивления приборов в цепи» [15]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} , \quad (99)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \text{ Ом} .$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов находим по выражению» [15]:

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

$$R_{np} = 1.2 - 0.12 - 0.1 = 0,98 \text{ Ом}.$$

«Из найденного значения сопротивления найдем минимально допустимое сечение медного проводника» [15]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (100)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [15];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{0,98} = 1.071 \text{ мм}^2.$$

Полученное расчетное сечение проводника увеличиваем до минимально допустимого по условию механической прочности значения 2.5 мм^2 .

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет основным условиям проверки, способен выдерживать максимальное значение возможного тока короткого замыкания без термического и электродинамического разрушения, обеспечивать передачу измеренного сигнала с заявленной точностью.

6.1.4 Выбор и проверка гибких шин в открытом распределительном устройстве подстанции на напряжении 35 кВ

Гибкая ошиновка в открытом распределительном устройстве на стороне высокого напряжения выполняется алюминиевыми проводами со стальным сердечником.

«Сечение провода по экономической плотности тока находим по выражению» [17, 18]:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_s}; \quad (101)$$

$$s = \frac{99}{1.1} = 90 \text{ мм}^2.$$

По расчётному сечению выбираем ближайшая стандартное сечение стали алюминиевого провода АС-95/16 мм². Определяем по справочнику значение длительно допустимого по нагреву тока для выбранного сечения проводника при его прокладке в воздухе - 330 А.

«Наибольшую критическую напряженность электрического поля находим по выражению» [18]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (102)$$

где « r_0 – радиус провода, см;

m –коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [15];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.678}} \right) = 33.9 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи проводника находим по выражению» [18]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_{\text{л}}}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (103)$$

где « $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср.г}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз» [15];

$$E = \frac{0.354 \cdot 36.75}{0.678 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.678}} = 7.8 \text{ кВ/м.}$$

Условием отсутствия возникновения коронного разряда вблизи проводника является выполнение неравенства:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (104)$$

$$8.4 \text{ кВ/м} < 30.5 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный проводник обладает подходящими для целей передачи электроэнергии параметрами, соответствует максимальному значению протекающего через него тока, его геометрические размеры не вызывают появления вдоль проводника коронного разряда.

6.2 Выбор основных электрических аппаратов, устанавливаемых на стороне низкого напряжения подстанции

6.2.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на стороне 10 кВ

На стороне низкого напряжения подстанции для защиты силовых трансформаторов и электрооборудования ЗРУ 10 кВ предварительно выбираем высоковольтные вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/630.

Условиями выбора и проверки высоковольтного выключателя являются [15]:

– «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока выключателя протекающему в цепи» [15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (106)$$
$$485 \text{ A} < 630 \text{ A},$$

Максимальное значение тока, протекающего в цепи, определяется при режиме работе подстанции в котором в работе остаётся один силовой трансформатор, а вся нагрузка потребителей переключается на него:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (107)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 485 \text{ A};$$

- проверка по отключающей способности выбранного выключателя производится путём сравнения расчетных данных о токах короткого замыкания, определённых в предыдущем разделе и паспортных данных предварительно выбранного высоковольтного выключателя, при этом значения, указанные в паспортных данных аппарата должны превосходить расчетные значения токов КЗ в системе электроснабжения:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (108)$$
$$3.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (109)$$
$$2.4 \text{ кА} \leq 10.5 \text{ кА},$$

Ударные значения токов КЗ и стойкости выключателя определяем из выражений:

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

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3.7 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.075}} = 2.4 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{37}{100} \right) \cdot 20 = 10.5 \text{ кА},$$

– способность аппарата выдерживать электродинамические воздействия токов коротких замыканий определяется путём сравнения паспортных значений предельного сквозного тока с расчетными значениями трехфазного металлического короткого замыкания и его ударного значения:

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

$$3.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (113)$$

$$9.6 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

– при проверке на термическую устойчивость расчётное значение теплового импульса сравнивается с произведением квадрата паспортного значения термического тока на расчётное предельное время отключения тока КЗ:

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

$$2.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет основным условиям проверки, способен выдерживать максимальное значение возможного тока короткого замыкания и производить его отключение.

6.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

На стороне низкого напряжения подстанции для обеспечения возможности проведения измерений значений протекающего тока в целях обеспечения учёта передаваемой электрической энергии и работы релейных защит в ЗРУ 10 кВ предварительно выбираем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Условиями выбора и проверки трансформаторов тока являются:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (115)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока трансформатора тока протекающему в цепи» [15, 17]:

$$I_{\max} \leq I_{н.тг}, \quad (116)$$

$$485 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

- способность аппарата выдерживать электродинамические воздействия токов коротких замыканий определяется путём сравнения паспортных значений предельного сквозного тока с расчетными значениями трехфазного металлического короткого замыкания и его ударного значения:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (117)$$

$$9.6 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- при проверке на термическую устойчивость расчётное значение теплового импульса сравнивается с произведением квадрата паспортного значения термического тока на расчётное предельное время отключения тока КЗ:

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

$$2.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 222.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- у выбранного измерительного трансформатора суммарное сопротивление включенных во вторичные цепи приборов не должно превышать установленного порогового заводом-изготовителем значения для выбранного класса точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (119)$$

При расчетах суммарного значения сопротивления, реактивной составляющей можно пренебречь и учёт суммарного сопротивления вести только по активным сопротивлением включенных во вторичные цепи приборов и аппаратов $Z_2 \approx R_2$

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

Основными потребителями, включенными во вторичные цепи измерительного трансформатора тока, располагаемого на стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции являются счётчики электрической энергии, амперметр, ваттметр и варметр с суммарным значением полной мощности подключённых приборов 6,8 ВА. По суммарному значению полной мощности определяем сопротивление подключённых приборов:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{6.8}{5^2} = 0.272 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов находим по выражению» [15]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.272 - 0.1 = 0.828 \text{ Ом}.$$

По полученному допустимому значению сопротивления проводника определяется его сечение:

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

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{0.828} = 0.951 \text{ мм}^2.$$

Полученное расчетное сечение проводника увеличиваем до минимально допустимого по условию механической прочности значения 2.5 мм^2 [19].

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет основным условиям проверки, способен выдерживать максимальное значение возможного тока короткого замыкания без термического и электродинамического разрушения, обеспечивать передачу измеренного сигнала с заявленной точностью.

6.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Для установки на секции сборных шин в закрытом распределительном устройстве подстанции предварительно принимаем измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10.

Условиями выбора и проверки трансформаторов напряжения являются:

– «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (123)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности выбираемого трансформатора напряжения должен удовлетворять требованиям подключаемых к нему автоматизированных систем учёта электрической энергии [20];
- полная мощность всех подключенных во вторичные цепи приборов не должна превышать установленного заводом-изготовителем значения в выбранном классе точности:

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

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

Вторичной нагрузкой измерительного трансформатора напряжения, размещаемого в закрытом распределительном устройстве подстанции являются расчётные счётчики электрической энергии, устанавливаемые на отходящих линиях с общим значением мощности 193 ВА.

$$193 \text{ ВА} \leq 225 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет основным условиям проверки и способен обеспечивать передачу измеренного сигнала с заявленной точностью.

6.2.4 Выбор жестких шин

Предварительно найдем сечение жестких шин, удовлетворяющее условию выбора по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_3}; \quad (126)$$

$$s = \frac{346}{1.1} = 315 \text{ мм}^2.$$

Предварительно принимаем алюминиевые шины шириной 50 мм и толщиной 6 мм с максимальным продолжительным током по данным производителя равным 740 А.

«Минимально допустимое сечение шины по условию термической стойкости находим по выражению» [18]:

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

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{2.5} \cdot 10^3}{66} = 24 \text{ мм}^2.$$

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

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

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_ϕ – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [15].

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2.5 \cdot 9600^2 \cdot 1 \cdot 1 = 39.9 \text{ Н.}$$

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

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

$$W = \frac{0.006 \cdot 0.05^2}{6} = 2.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

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

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

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [15];

$$\sigma_{\max} = \frac{39.9 \cdot 2.5}{8 \cdot 2.5 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 5 \text{ МПа}.$$

Выполним проверку по электродинамической стойкости при протекании токов короткого замыкания:

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

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое напряжение в материале шин» [18]:

$$5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

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 находим по выражению» [18]:

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

$$J = \frac{0.006 \cdot 0.05^3}{12} = 6.3 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

«Частоту собственных колебаний находим 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» [18];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2.5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 6.3 \cdot 10^{-8}}{2.5}} = 10.5 \text{ Гц}.$$

Полученное значение частоты собственных колебаний меньше порогового значения 30 Гц, что препятствует возникновению механического резонанса в материале шины.

Выводы по разделу.

Выбранное на стороне 10 кВ оборудование размещается в ячейках комплектного распределительного устройства, которое устанавливается внутри здания для защиты от атмосферных воздействий.

Произведен выбор основных электрических аппаратов, планируемых к установке на главной понизительной подстанции предприятия. Выбраны высоковольтные выключатели и разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, жёсткая и гибкая ошиновки. Всё выбранное электрооборудование способно функционировать в штатном режиме, обеспечивать свои защитные функции, передачу измеренных сигналов тока и напряжения, а также выдерживать токи короткого замыкания.

Заключение

Целью работы было спроектировать систему электроснабжения предприятия, способную обеспечить надежное электроснабжение потребителей при соблюдении баланса между минимумом затрат на строительство системы и издержек на ее эксплуатацию. Была дана краткая характеристика выпускаемой продукции на предприятии и основных сфер ее применения. Были определены итоговые данные по средним за смену и расчетным нагрузкам. Расчеты производились, используя справочные коэффициенты, учитывающие состав электрооборудования и его режимы работы.

Выполненные расчеты экономической эффективности установки трансформаторов на КТП различной мощности для питания производственных цехов под номерами 12, 15-16, 18 показали, что приведенные затраты при установке на КТП трансформаторов мощностью 400 кВА составляют порядка 240 тыс. руб. и оказываются существенно меньше приведенных затрат на установку трансформаторов мощностью по 630 кВА даже с учетом того, что в первом варианте предусмотрена установка автоматических КУ мощностью по 65 квар, а во втором варианте нет.

Сравнение приведенных затрат в двух вариантах установки трансформаторов на ГПП различной мощности показало существенное снижение затрат (на 49%) при выборе варианта с установкой на ГПП трансформаторов ТМН-6300/35. Данный вариант принимается для реализации при реконструкции ГПП и в дальнейших разделах работы все расчеты проводятся для него.

Определены основные элементы, входящие в схему замещения главной понизительной подстанции предприятия и оказывающие заметное влияние на величину тока короткого замыкания. Определены значения металлического трехфазного тока КЗ и соответствующего ему ударного значения тока,

необходимые для последующей проверки выбираемого на подстанции нового электрооборудования.

Выбранное на стороне 10 кВ оборудование размещается в ячейках комплектного распределительного устройства, которое устанавливается внутри здания для защиты от атмосферных воздействий.

Выбранное на стороне 10 кВ оборудование размещается в ячейках комплектного распределительного устройства, которое устанавливается внутри здания для защиты от атмосферных воздействий.

Произведен выбор основных электрических аппаратов, планируемых к установке на главной понизительной подстанции предприятия. Выбраны высоковольтные выключатели и разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, жёсткая и гибкая ошиновки. Всё выбранное электрооборудование способно функционировать в штатном режиме, обеспечивать свои защитные функции, передачу измеренных сигналов тока и напряжения, а также выдерживать токи короткого замыкания.

По результатам расчетов контура заземления для обеспечения допустимого значения сопротивления необходима установка 19 вертикальных заземлителей, которые соединяются между собой горизонтальной полосой длиной 190 м.

Список используемой литературы

1. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
2. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
3. 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.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
6. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
7. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
8. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
9. Рашевская М.А., Анчарова Т.В., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 03.07.2022).
10. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.

11. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
12. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
13. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
14. 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.
15. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 15.06.2022).
16. Algarin J.M., Ramaswamy B., Weinberg I.N., Chen Y.J., Krivorotov I.N., Katine J.A., Shapiro B., Waks E. Frequency conversion of microwave signal without direct bias current using nanoscale magnetic tunnel junctions // Scientific Reports. 2019. №9 (1), 828-830.
17. Beaty H.W. Handbook of electric power calculations. USA: McGraw-Hill Companies, 2011. 608 p.
18. Czapp S., Borowski K. Verification of safety in low-voltage power systems without nuisance tripping of residual current devices // Electric Power Systems Research. 2019. № 172, pp. 260-268.
19. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High Voltage Engineering. Fundamentals. Oxford: Newnes, 2014. 539 p.
20. Sahdev S.K. Basic Electrical Engineering. Pearson India, 2015. 768 p.