

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение электронного завода»

Студент

А.А. Рыбаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

П.А. Николаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа выполнена по теме: «Электроснабжение электронного завода».

При разработке системы электроснабжения завода в работе решались следующие задачи: по методу расчетного коэффициента для всех цехов завода находились значения расчетных нагрузок; на примере одного из цехов было выполнено сравнение установки на цеховой трансформаторной подстанции двух силовых трансформаторов различной мощности и выполнен расчет необходимых устройств компенсации реактивной мощности; на главной понизительной подстанции предприятия на основе наименьших приведенных затрат на установку основного оборудования выбраны количество и номинальная мощность силовых трансформаторов; дано обоснование электрической схемы на ГПП; определены значения токов КЗ в сетях ВН и НН главной понизительной подстанции предприятия; основные электрические аппараты устанавливаемые на ГПП проверены на стойкость к токам короткого замыкания; произведены расчеты параметров системы заземления на ГПП.

Бакалаврская работа выполнена в объеме 59 страниц печатного текста, содержит 4 таблицы и 4 рисунка. К пояснительной записке прилагаются 6 чертежей, выполненных на стандартных листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Характеристика проектируемого объекта	5
2 Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия	7
3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховой трансформаторной подстанции	14
4 Техничко-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП предприятия	24
5 Обоснование электрической схемы на ГПП	32
6 Определение значений токов КЗ	33
7 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП предприятия	37
8 Определение параметров системы заземления на ГПП	53
Заключение	56
Список используемых источников	57

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения предприятия как правило состоит из трех взаимосвязанных подсистем [1]:

1. Подсистемы внешнего электроснабжения к которой относятся электрические сети с номинальным напряжением от 35 кВ до 220 кВ, связывающие электроэнергетическую систему с центром электрического питания (ЦЭП) предприятия;

2. Подсистемы внутреннего электроснабжения, в которую входят центр электрического питания, которым в зависимости от размера предприятия могут быть узловая распределительная подстанция (УРП) от которой в свою очередь получают питание несколько ГПП, главная понизительная подстанция, подстанция глубокого ввода или центральный распределительный пункт если напряжение системы внешнего электроснабжения совпадает с напряжением внутриводской системы электроснабжения. Кроме этого в систему внутреннего электроснабжения входят электрические сети с номинальным напряжением от 6 кВ до 20 кВ, служащие для передачи электрической энергии от центра электрического питания предприятия до высоковольтных распределительных пунктов или цеховых комплектных трансформаторных подстанций (КТП);

3. Подсистемы внутрицехового электроснабжения к которой относятся сами КТП, магистральные и распределительные шинопроводы, линии от КТП к низковольтным распределительным пунктам и щитам, а так же линии к самим электроприемникам [2-4].

Цель бакалаврской работы – обеспечение надежного функционирования системы электроснабжения электронного завода, за счет установки нового и современного электрооборудования.

1 Характеристика проектируемого объекта

ООО «ПерЭЗ» производитель и поставщик различных моделей терморегуляторов, термостатов и большого спектра наименований приборов промышленной автоматики.

Главным критерием, применяемым при разработке, производстве и последующей реализации изделий, является, в первую очередь, ориентация на нужды отечественных заказчиков. Поэтому предприятие стремится обеспечить выпускаемым устройствам: простоту конструкции; высокие показатели надежности и долгий срок службы изделий; способность эксплуатации в самых жестких условиях с низким качеством подаваемой электроэнергии; в условиях отсутствия высококвалифицированного эксплуатационного персонала.

Учет всех этих условий на всех этапах проектирования и производства позволяет создавать сложные многофункциональные устройства, полностью удовлетворяющие требованиям потребителей. Завод «ПерЭЗ» выпускает как отдельные приборы и изделия, так и полностью собранные и работоспособные системы с расширенным функционалом.

Все производимое оборудование и комплектующие проходят восьмичасовые испытания в условиях, максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации. Оборудование с повышенными эксплуатационными характеристиками дополнительно выдерживается в термокамере.

Весомую доля в продукции завода занимают устройства, выпускаемые по заказу и по документации потребителей. Поддержание гибкости производства возможно за счет применения универсальных модулей и компонентов, что позволяет собирать широкий спектр устройств с заданными функциями при незначительной доработке существующих стандартных изделий.

Еще одним направлением деятельности завода является продажа резистивных ленточных нагревателей и саморегулирующихся кабелей. Эти изделия применяются для решения самых разных задач: обогрева крыш, трубопроводов, водостоков, экструдеров, литьевых форм и др.

На базе выпускаемых предприятием терморегуляторов и нагревательных кабелей производятся специализированные комплексные системы управления устройствами обогрева и антиобледенения.

Предприятие всегда поддерживает склад стандартной номенклатуры, как управляющей автоматики, терморегуляторов, контролёров уровня, устройств защиты, так и нагревательных лент, кабелей и ТЭНов.

В номенклатуру выпускаемых изделий входят:

- аналоговые терморегуляторы которые используются для управления работой нагревательных приборов, систем отопления и горячего водоснабжения, а также множества других устройств, для которых необходим контроль температуры;

- микропроцессорные терморегуляторы с цифровым управлением, которые применяются для управления в сложных системах, со множеством контролируемых параметров и величин, когда контролируется не только температура, но и время, скорость, влажность и другие условия;

- измерители-регуляторы влажности;

- датчики-реле уровня;

- реле времени и таймеры;

- защита от протечек воды;

- устройства защиты;

- GSM-оборудование;

- трубчатые нагреватели (ТЭН);

- гибкие ленточные нагреватели;

- щитовое оборудование.

2 Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

При разработке проекта электроснабжения необходимо определить максимальную электрическую мощность, передачу которой требуется обеспечить для нормальной работы объекта. В зависимости от этого значения, называемого расчетной нагрузкой, выбираются источник электроснабжения и все оборудование электрической сети, обеспечивающее передачу требуемой мощности: линии, трансформаторы, распределительные устройства. Неточность определения расчетной нагрузки влечет за собой перерасход проводникового материала во всей электросети или ненадежность электроснабжения.

Максимальная мощность, потребляемая группой приемников с переменной нагрузкой, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приемников. Это объясняется тем, что приемники не всегда загружаются на полную мощность, а их наибольшие нагрузки не совпадают по времени. Это необходимо учитывать при выборе элементов системы электроснабжения во избежание завышения их пропускной способности и стоимости. Необходимо также учитывать неравномерность электрических нагрузок по часам суток, по дням недели, по сезонам года [5].

Выбор метода расчета электрических нагрузок зависит от уровня системы электроснабжения [6, 7]:

- 1 – уровень одиночных электроприемников;
- 2 – уровень распределительных пунктов или шкафов, а также распределительных шинопроводов;
- 3 – уровень распределительного устройства 0,4 кВ цеховой КТП;
- 4 – уровень высоковольтного распределительного устройства 6-10 кВ и место подключения высоковольтных электроприемников;
- 5 – уровень распределительного устройства напряжением 6 и 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия;

б – уровень стороны высокого напряжения главной понизительной подстанции предприятия.

Расчетные нагрузки по отдельным цехам предприятия определяются по методике, приведенной в РТМ 36.18.32.4-92 [8].

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 находят усредненные значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности для каждого из цехов. По каждому цеху определяются значения $K_{II} \cdot P_H$ и $K_{II} \cdot P_H \cdot \text{tg} \varphi$, рассчитываются значения эффективного числа электроприемников для каждого цеха. По найденным значениям эффективного числа электроприемников и коэффициента использования по справочным таблицам определяются значения коэффициента расчетной нагрузки K_P и определяются расчетные активная P_P и реактивная Q_P нагрузки [9].

«Информация о коэффициентах использования K_{II} 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_{II} и $\cos \varphi$. В этом случае они принимаются равными соответствующим данным для электроприемников и цехов схожих по режиму работы» [9].

Значения эффективного числа электроприемников находятся по формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum n p_H^2}. \quad (2.1)$$

При определении значений эффективного числа электроприемников в целом по цеху промышленного предприятия допускается пользоваться упрощенным выражением [9]:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \sum P_{\text{H}}}{P_{\text{H.макс}}} \quad (2.2)$$

«Найденное по указанным выражениям значение $n_{\text{Э}}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа. При $n_{\text{Э}} \leq 4$ рекомендуется пользоваться номограммой» [9].

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

Если $p_{\text{H.макс}} / p_{\text{H.мин}} \leq 3$, где $p_{\text{H.мин}}$ - номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается $n_{\text{Э}} = n$ » [9].

Справочные таблицы для нахождения значений коэффициентов расчетной мощности приведены в РТМ 36.18.32.4-92» [8].

«Расчетная активная нагрузка группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится» [10]:

$$P_p = K_P \cdot K_{II} \cdot P_H \quad (2.3)$$

Значение реактивной нагрузки для группы электроприемников определяется по одному из выражений [10]:

при значении $n_{\text{Э}} \leq 10$

$$Q_P = 1,1 \cdot P_H \cdot K_{II} \cdot \text{tg} \varphi \quad (2.4)$$

при значении $n_{\text{Э}} > 10$

$$Q_P = P_H \cdot K_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.5)$$

«где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности рассматриваемой группы электроприемников» [10].

Значение полной расчетной нагрузки находится по формуле [10]:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (2.6)$$

«Для расчета электрических нагрузок высоковольтных электроприемников необходимо по заданной суммарной номинальной мощности подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (электропечные трансформаторы, электролизные установки и т.д.), которые выбираются в соответствии с технологией производства предприятия. При этом возможно незначительное изменение заданной номинальной мощности с учетом мощности выбранных электроприемников» [10].

Значения расчетных нагрузок высоковольтных электроприемников определяются также, как и низковольтных. Методика расчета зависит от числа электроприемников, их режима их работы и соотношения номинальных мощностей отдельных электроприемников.

Реактивные нагрузки высоковольтных синхронных двигателей, вычитаются из прочих реактивных нагрузок.

Результаты расчетов низковольтных и высоковольтных ожидаемых электрических нагрузок по каждому цеху предприятия заносятся в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок по каждому цеху предприятия

Цеха завода	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
Корпус №1	5980	44.30	135	0.32	0.75	0.88	1913.6	1687.64	1.04	1990.14	1687.64	2609.37
Гараж	447	10.64	42	0.34	0.58	1.40	151.98	213.46	1.18	179.34	213.46	278.79
Ремонтно- строительный цех	618	13.43	46	0.31	0.68	1.08	191.58	206.57	1.11	212.65	206.57	296.47
Столовая	98	5.16	19	0.24	0.66	1.14	23.52	26.77	1.62	38.10	26.77	46.57
Корпус №2	4995	142.71	35	0.59	0.76	0.86	2947.1	2520.20	1.05	3094.40	2520.20	3990.83
Инженерный корпус	457	16.32	28	0.56	0.77	0.83	255.92	212.06	1.14	291.75	212.06	360.68
Корпус №4	4079	33.16	123	0.39	0.63	1.23	1590.8	1960.98	1.02	1622.63	1960.98	2545.26
Корпус №6	2410	31.30	77	0.25	0.58	1.40	602.5	846.22	1.16	698.90	846.22	1097.52

Продолжение таблицы 2.1

Цеха завода	$P_n,$ 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
Монтажно-заготовительный участок	1755	11.86	148	0.3	0.57	1.44	526.5	758.94	1.03	542.30	758.94	932.78
Электроремонтный цех	2018	41.18	49	0.35	0.65	1.17	706.3	825.76	1.16	819.31	825.76	1163.24
Корпус №3	4690	97.71	48	0.2	0.53	1.60	938	1500.80	1.16	1088.08	1500.80	1853.73
Блок очистки стоков	1913	22.24	86	0.46	0.72	0.96	879.98	848.17	1.1	967.98	848.17	1287.00
Корпус №5	2764	15.02	184	0.69	0.73	0.94	1907.2	1785.54	1.01	1926.23	1785.54	2626.50
Компрессорная	35	5.83	6	0.73	0.82	0.70	25.55	17.83	1.26	32.19	19.62	37.70
Склад металла	37	5.29	7	0.14	0.62	1.27	5.18	6.56	2.25	11.66	7.21	13.71
Насосная обратного, водоснабжения	738	13.42	55	0.71	0.75	0.88	523.98	462.11	1.06	555.42	462.11	722.52

Продолжение таблицы 2.1

№ цеха на плане предприятия	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
Склад материальный №1	16	2.00	8	0.22	0.74	0.91	3.52	3.20	2.04	7.18	3.52	8.00
Корпус №7	2144	59.56	36	0.41	0.63	1.23	879.04	1083.58	1.11	975.73	1083.58	1458.15
Итого по заводу	35194	2...143	1132	0.40	-	1.06	14072	14966.38	-	15053.99	14969.14	21229.64

3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховой трансформаторной подстанции

Цеховые трансформаторные подстанции имеют: силовой трансформатор; УВН - устройство ввода со стороны высшего напряжения; РУНН - распределительное устройство со стороны низкого напряжения; СУНН - соединительное устройство со стороны низшего напряжения; СУВН - соединительное устройство со стороны высшего напряжения; шинопроводы; АВР - автоматический ввод резерва; ТАВР - тиристорное устройство автоматического ввода резерва; шкафы управления трансформаторами.

Условное обозначение КТП имеет структуру: 2КТПМ1 400/10/0,4-06-ТСЗ - двухтрансформаторная комплектная модифицированная подстанция с трансформаторами мощностью 400 кВА, на номинальное напряжение на стороне ВН 10 кВ, на номинальное напряжение на стороне НН 0,4 кВ, год разработки рабочих чертежей 2006, климатическое исполнение Т, категория размещения 3.

Шкафы РУНН по своему функциональному назначению делятся на вводные (ШВ), линейные (ШЛ), секционные (ШС), релейный (ШР), блочно-релейные (ШБР). Каждый шкаф разделяется на отсеки: отсек выключателей выдвижного исполнения; приборный (или релейный) отсек, где установлена аппаратура управления, автоматики и учета электроэнергии; отсек шин и кабелей, где размещены сборные шины, шинные ответвления для кабельных и шинных присоединений и трансформаторы тока.

В шкафах может быть установлено 1, 3 или 4 выключателя. Выключатели в шкафах располагаются вертикально по высоте шкафа, каждый в своем отсеке, при этом обеспечивается взаимозаменяемость выключателей в любом отсеке [5, 11, 12].

Выбираем силовые трансформаторы на подстанции насосной оборотного водоснабжения.

Номинальная мощность одного из двух трансформаторов, устанавливаемых на подстанции должна быть больше:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (3.1)$$

$$S_{HT} > \frac{555.4}{0,7 \cdot 2} = 397 \text{ кВА}.$$

По номенклатуре выпускаемых трансформаторов принимаем к установке СТ с номинальной мощностью $S_{HT} = 400 \text{ кВА}$.

Рассмотрим вариант с установкой на КТП двух трансформаторов ТМГ-400.

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 0.88 \text{ кВт}$;

- потери в режиме КЗ $\Delta P_{КЗ} = 5.5 \text{ кВт}$;

- ток холостого хода $i_{XX} = 1.3 \%$;

- напряжение короткого замыкания $u_{КЗ} = 4.4 \%$;

- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя $K_T = 241.723 \text{ тыс. руб.}$

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{КЗ}), \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.88 + 0.7^2 \cdot 5.5) = 7.15 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{КЗ}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.3 + 0.7^2 \cdot 4.4) \cdot \frac{400}{100} = 27.65 \text{ квар}.$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [11]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (3.4)$$

$$P_p = 555.4 + 7.15 = 562.6 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (3.5)$$

$$Q_p = 475.1 + 27.65 = 502.8 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [11]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (3.6)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 502.8 = 251.4 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (3.7)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 502.8 - 0.7 \cdot 0 = 502.8 \text{ квар.},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (3.8)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 562.6 = 157.5 \text{ квар.}$$

в расчетах принимаем $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

В дальнейшем используем меньшее из найденных значений $Q_{\text{э1}} = 157.5 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\min} - Q_{\text{сд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (3.9)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \delta} = 251.4 - (502.8 - 157.5) = -93.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (3.10)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = 251.4 + 0 = 251.4 \text{ квар};$$

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

В связи с повышенным уровнем напряжения в системе электроснабжения во время минимального потребления мощности в дальнейших расчетах используем большее из найденных значений:
 $Q_{\varepsilon 2} = 251.4 \text{ квар}$.

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [11]:

$$Q_{\kappa \text{у max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (3.11)$$

$$Q_{\kappa \text{у max}} = 1,15 \cdot 502.8 - 157.5 = 420.7 \text{ квар}.$$

Из этой мощности мощность конденсаторных установок без регулирования должна быть:

$$Q_{\kappa \text{у min}} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (3.12)$$

$$Q_{\kappa \text{у min}} = 251.4 - 251.4 = 0.$$

Таким образом все выбираемые конденсаторные установки должны быть регулируемы.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (3.13)$$

$$Q_{эH} = 157.5 - (502.8 - 475.1) = 129.9 \text{ квар.}$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (3.14)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 400)^2 - 555.4^2} = 71.5 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (3.15)$$

$$Q_{KVH} = 475.1 - 71.5 = 403.6 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (3.16)$$

$$Q_{KVB} = 420.7 - 403.6 = 17 < 800 \text{ квар.}$$

При значении $Q_{KVB} < 800$ квар размещение высоковольтных конденсаторных установок является нецелесообразным.

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 силовых трансформатора типа ТМГ-400/10/0,4 и 2 конденсаторные установки АУКРМ мощностью 200 квар каждая.

«Расчетная продолжительность периода максимальных потерь за год» [11]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (3.17)$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{5131}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3555.7 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на ХХ в силовом трансформаторе КТП» [11]:

$$C_{XX} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P , \quad (3.18)$$

$$C_{XX} = \left(\frac{665 \cdot 12}{5131} + 1.42 \right) \cdot 8760 = 26.063 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Удельная стоимость потерь КЗ в силовом трансформаторе КТП» [11]:

$$C_{K3} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau , \quad (3.19)$$

$$C_{K3} = \left(\frac{665 \cdot 12}{5131} + 1.42 \right) \cdot 3555.7 = 10.579 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе найдем из выражения:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (3.20)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 26.063 \cdot 0.88 + 10.579 \cdot 0.7^2 \cdot 5.5 = 51.446 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [11]:

$$Z_{KТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (3.21)$$

$$Z_{KТП} = 0.223 \cdot (241.723 \cdot 2 + 80.1 \cdot 2) + (51.446 \cdot 2) = 246.425 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотрим вариант с установкой на КТП двух трансформаторов ТМГ-630.

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{xx} = 1.25 \text{ кВт}$;
- потери в режиме КЗ $\Delta P_{кз} = 7.5 \text{ кВт}$;
- ток холостого хода $i_{xx} = 1.22 \%$;
- напряжение короткого замыкания $u_{кз} = 5.5 \%$;
- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя $K_T = 341.551 \text{ тыс. руб.}$

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (3.22)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 7.5) = 9.85 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.23)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.22 + 0.7^2 \cdot 5.5) \cdot \frac{630}{100} = 49.33 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [11]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (3.24)$$

$$P_p = 555.4 + 9.85 = 565.3 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (3.25)$$

$$Q_p = 475.1 + 49.33 = 524.4 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [11]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (3.26)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 524.4 = 262.2 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (3.27)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 524.4 - 0.7 \cdot 0 = 524.4 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_P, \quad (3.28)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 565.3 = 158.3 \text{ квар}.$$

в расчетах принимаем $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

В дальнейшем используем меньшее из найденных значений $Q_{\text{э1}} = 158.3 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (3.29)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 262.2 - (524.4 - 158.3) = -103.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (3.30)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 262.2 + 0 = 262.2 \text{ квар};$$

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

В связи с повышенным уровнем напряжения в системе электроснабжения во время минимального потребления мощности в дальнейших расчетах используем большее из найденных значений: $Q_{\text{э2}} = 262.2 \text{ квар}$.

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [11]:

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}}, \quad (3.31)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot 524.4 - 158.3 = 444.8 \text{ квар}.$$

Из этой мощности мощность конденсаторных установок без регулирования должна быть:

$$Q_{ку\min} = Q_{\min} - Q_{э2}, \quad (3.32)$$

$$Q_{ку\min} = 262.2 - 262.2 = 0.$$

Таким образом все выбираемые конденсаторные установки должны быть регулируемы.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_{эн} = Q_{э1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (3.33)$$

$$Q_{эн} = 158.3 - (524.4 - 475.1) = 108.9 \text{ квар}.$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (3.34)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 555.4^2} = 685.2 \text{ квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (3.35)$$

$$Q_{KVH} = 475.1 - 685.2 = -210 < 50 \text{ квар} ,$$

$$Q_{.KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (3.36)$$

$$Q_{.KVB} = 444.8 - 0 = 444.8 < 800 \text{ квар} .$$

При значении $Q_{KVH} < 50$ квар и $Q_{KVB} < 800$ квар размещение высоковольтных и низковольтных конденсаторных установок является нецелесообразным.

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 силовых трансформатора типа ТМГ -630/10 без конденсаторных установок.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе найдем из выражения:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (3.37)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 26.063 \cdot 1.25 + 10.579 \cdot 0.7^2 \cdot 7.5 = 71.457 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [11]:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (3.38)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (341.551 \cdot 2) + (71.457 \cdot 2) = 295.245 \text{ тыс.руб.}$$

Оптимальный вариант выбираем исходя из минимального значения приведенных затрат, которые меньше у первого варианта с установкой на КТП 2 силовых трансформаторов типа ТМГ-400/10/0,4 и 2 конденсаторных установок АУКРМ мощностью 200 квар каждая. На остальных цеховых подстанциях предприятия выбор трансформаторов выполняем по изложенной выше методике.

4 Технико-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП предприятия

В зависимости от потребляемой объектом мощности и категории нагрузок, расстояния до энергосистемы и от наличия собственной ТЭЦ электроснабжение объекта может осуществляться по следующим принципиальным схемам:

- одноцепная линия 6 (10) кВ или блок линия – трансформатор 35...220 кВ без местных резервных источников питания для нагрузок третьей категории по надежности электроснабжения;

- одноцепная линия 35...220 кВ большой длины в сочетании с местной ТЭЦ или передвижной электростанцией для питания нагрузок любой категории;

- двухцепная линия от энергосистемы на общих опорах для питания нагрузок первой категории:

- две одноцепные линии при наличии особой группы потребителей;

- линия от местной ТЭЦ при отсутствии связи с энергосистемой [5, 13].

Рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения находится как:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{РП}}, \quad (4.1)$$

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{8 + 0.016 \cdot 15054} = 68 \text{ кВ},$$

При этом значение активной расчетной нагрузки складывается из:

$$P_{РП} = P_{РН} + P_{РВ} + P_{СТОП}, \quad (4.2)$$

$$P_{РП} = 15053.99 + 0 + 0 = 15054 \text{ кВт}.$$

Значение полной мощности, потребляемой промышленным предприятием находим из выражения:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.3)$$
$$S_{PI} = \sqrt{15054^2 + 3763^2} = 15517 \text{ кВА},$$

При этом значение реактивной расчетной мощности определяется как:

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (4.4)$$
$$Q_{ЭСi} = 15054 \cdot 0.25 = 3763 \text{ квар}.$$

Поскольку от главной понизительной подстанции предприятия получаю питание электроприемники относящиеся ко всем трем категориям по надежности электроснабжения, то выбираем для установки на ГПП 2 силовых трансформатора с номинальной мощностью большей:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PI} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4.5)$$
$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 15517 \cdot \frac{1}{1,4} = 8867 \text{ кВА}.$$

По данным сайта производителя силовых трансформаторов выбираем для дальнейшего сравнения трансформаторы ТДН-10000/35/10 и ТДН-16000/35/10.

4.1 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 13.5 \text{ кВт}$;
- потери в режиме КЗ $\Delta P_{КЗ} = 59 \text{ кВт}$;
- ток холостого хода $i_{XX} = 0.78 \%$;
- напряжение короткого замыкания $u_{КЗ} = 8.5 \%$;
- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя $K_T = 22410 \text{ тыс. руб.}$

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

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.6)$$

$$\Delta P_x' = 13.5 + 0,05 \cdot 78 = 17.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.7)$$

$$\Delta Q_x = 0.78 \cdot 10000 / 100 = 78 \text{ квар},$$

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

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

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_k = 8.5 \cdot 10000 / 100 = 850 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (4.9)$$

$$\Delta P_k' = 59 + 0.05 \cdot 850 = 101.5 \text{ кВт}.$$

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

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.10)$$

$$K_3 = \frac{15517}{10000} = 1.552 .$$

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

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\dot{}}, \quad (4.11)$$

$$P_m^{\dot{}} = 17.4 + 1.552^2 \cdot 101.5 = 261.79 \text{ кВт}.$$

Имея суммарный годовой график потребления мощности на ГПП (рисунок 4.1) определим суммарные годовые потери электроэнергии в СТ из выражения» [14]:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\sigma}^2 \cdot \Delta P_k' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (4.12)$$

Зная потери электрической энергии в СТ ГПП и стоимость кВт·ч потребленной электроэнергии найдем стоимость годовых потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_э, \quad (4.13)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (435356 + 304848) \cdot 2.975 = 2202 \text{ тыс. руб.}$$

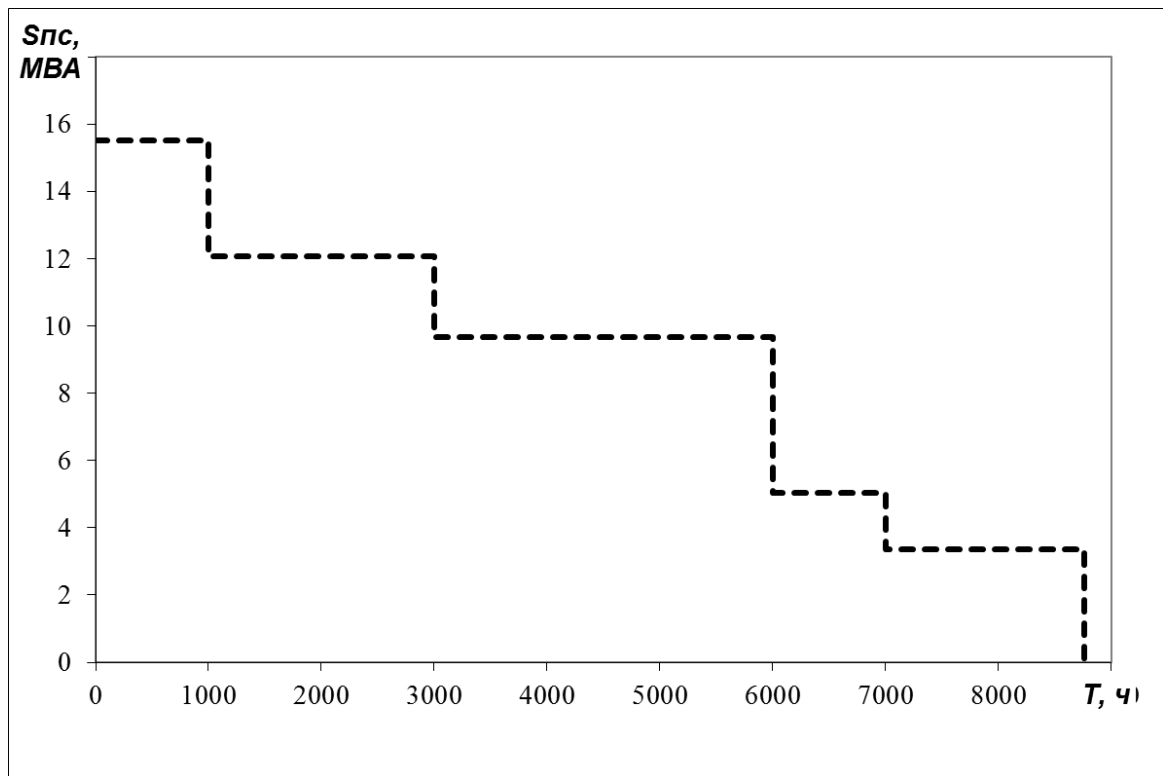


Рисунок 4.1 – Годовой график потребления мощности на ГПП

Итоговые данные по годовым потерям электроэнергии в СТ заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Итоговые данные по годовым потерям электроэнергии в СТ

i	$S_{Bi},$ MVA	$T_i, ч$	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$
1	15.517	1000	1.552	122194	34800
2	12.079	2000	1.208	148099	69600
3	9.658	3000	0.966	142000	104400
4	5.050	1000	0.505	12940	34800
5	3.366	1760	0.337	10122	61248
$\Sigma \Delta W_{кBi} = 435356$				$\Sigma \Delta W_{xi} = 304848$	

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения»

[14]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_9 + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (4.14)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44820.33 + 4213 + 2202 = 17620 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 22410.17 = 44820.33$ тыс.руб. – стоимость двух силовых трансформаторов типа ТДН-10000/35 по данным сайта завода изготовителя;

$I_{\text{г}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 44820.33 = 4213$ тыс.руб. – величина годовых отчислений.

4.2 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 16000/35/10

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{\text{ХХ}} = 18.5$ кВт ;

- потери в режиме КЗ $\Delta P_{\text{КЗ}} = 84$ кВт ;

- ток холостого хода $i_{\text{ХХ}} = 0.73$ % ;

- напряжение короткого замыкания $u_{\text{КЗ}} = 10.5$ % ;

- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя $K_T = 25537$ тыс.руб .

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

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.15)$$

$$\Delta P_x' = 18.5 + 0.05 \cdot 116.8 = 24.34 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{\text{ХХ}\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (4.16)$$

$$\Delta Q_x = 0.73 \cdot 16000 / 100 = 116.8 \text{ квар},$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт / квар}.$$

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

$$\Delta Q_{\kappa} = u_{\kappa\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (4.17)$$

$$\Delta Q_{\kappa} = 10.5 \cdot 16000 / 100 = 1680 \text{ квар},$$

$$\Delta P_{\kappa}' = \Delta P_{\kappa} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\kappa}, \quad (4.18)$$

$$\Delta P_{\kappa}' = 84 + 0.05 \cdot 1680 = 168 \text{ кВт}.$$

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

$$K_{\text{з}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (4.19)$$

$$K_{\text{з}} = \frac{15517}{16000} = 0.97.$$

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

$$P_m' = \Delta P_x' + K_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}', \quad (4.20)$$

$$P_m' = 24.34 + 0.97^2 \cdot 168 = 182.35 \text{ кВт}.$$

Имея суммарный годовой график потребления мощности на ГПП определим суммарные годовые потери электроэнергии в СТ из выражения» [14]:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_{\kappa} \quad (4.21)$$

Итоговые данные по годовым потерям электроэнергии в СТ заносим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Итоговые данные по годовым потерям электроэнергии в СТ

i	$S_{Bi},$ MVA	$T_i, ч$	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$
1	15.517	1000	0.970	79005	48680
2	12.079	2000	0.755	95754	97360
3	9.658	3000	0.604	91811	146040
4	5.050	1000	0.316	8367	48680
5	3.366	1760	0.210	6545	85677
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 281480$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 426437$	

Зная потери электрической энергии в СТ ГПП и стоимость кВт·ч потребленной электроэнергии найдем стоимость годовых потерь:

$$I_{\Delta W_{ПЭС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.22)$$

$$I_{\Delta W_{ПЭС}} = (281480 + 426437) \cdot 2.975 = 2106 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПЭС}}, \quad (4.23)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 51074.33 + 4801 + 2106 = 19676 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 25537.17 = 51074.33 \text{ тыс. руб.}$ – стоимость двух силовых трансформаторов типа ТДН-16000/35 по данным сайта завода изготовителя;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 51074.33 = 4801 \text{ тыс. руб.}$ – величина годовых отчислений.

Из двух вариантов выбираем вариант с минимальным значением приведенных затрат - ТДН- 10000/35/10.

5 Обоснование электрической схемы на ГПП

Согласно НТП ЭПП94 при напряжении 35 кВ и выше в условиях нормальной окружающей среды применяются открытые и закрытые подстанции. В условиях повышенной загрязненности применяются ЗРУ 35 кВ с открытой установкой СТ при усиленной изоляции вводов.

В открытом распределительном устройстве напряжением 35 кВ все электрооборудование выбирается для наружной установки и монтируется на высоте 2,5 м над уровнем земли - из условий безопасности обслуживания. Еще выше располагаются сборные шины ОРУ, пересекающие ряды аппаратов на более высоком уровне. Третьим ярусом идут переходы над сборными шинами и проводами отходящих линий [5].

Упрощенные схемы до сих пор используются на подстанциях промышленных предприятий. Выбор той или иной схемы на стороне ВН ГПП зависит от ряда факторов: номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП, назначения подстанции, типа питающей линии и расстояния до подстанции энергосистемы.

Для тупиковой подстанции применяется упрощенная схема с радиальной линией и подключенным к ней силовым трансформатором, при этом возможные повреждения в силовом трансформаторе отключаются коммутационными аппаратами, установленными со стороны питающей подстанции. Эта схема применяется при установке на ГПП силовых трансформаторов любой номинальной мощности при их радиальном питании, когда на каждый трансформатор приходится своя питающая линия. При недостаточной чувствительности релейной защиты на питающей подстанции на ГПП предприятия устанавливается защита отключающего импульса, которая передает сигнал на коммутационные аппараты питающей подстанции, но требует прокладки отдельной линии связи [1, 15].

При реконструкции подстанции выбираем схему с установкой высоковольтных выключателей в ОРУ 35 кВ и автоматической перемычкой.

6 Определение значений токов КЗ

Возникновение КЗ в системе электроснабжения может приводить с следующим негативным последствиям: прекращению работы ряда потребителей, получающих питание совместно с поврежденным элементом системы электроснабжения; снижению напряжения ниже допустимого по ГОСТ предела, что может вызывать перебои в работе технологического оборудования и приводить к браку выпускаемой продукции; переходу системы электроснабжения к функционированию в послеаварийном неоптимальном режиме работы связанном с увеличенными потерями электроэнергии и напряжения [16].

С целью нахождения расчетных токов КЗ составляется расчетная схема (рисунок 6.1) и схема замещения (рисунок 6.2).

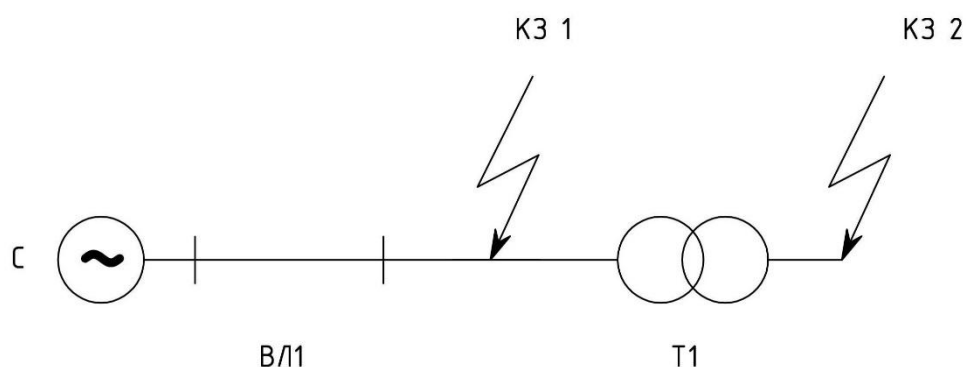


Рисунок 6.1 – Расчётная схема

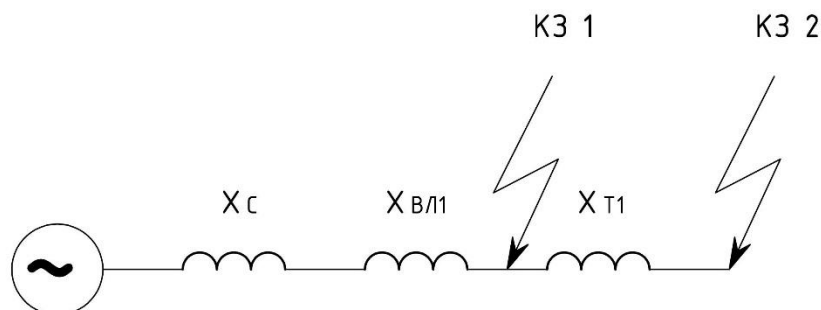


Рисунок 6.2 –Схема замещения

Исходные данные для выполнения расчета:

Внешняя электроэнергосистема: $U_{cp} = 36.75$ кВ; $S_{\delta} = 1000$ МВА;
 $S_{\kappa} = 1350$ МВА.

Воздушная линия электропередачи: $x_{y\delta} = 0,4$ Ом/км; $L = 8$ км.

Силовой трансформатор ГПП: $S_{н} = 10$ МВА; $U_{\kappa} = 8.5$ %.

«Сопротивление системы определим из выражения» [16]:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}}; \quad (6.1)$$

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{1350} = 0.741.$$

«Сопротивление ВЛЭП определим из выражения» [16]:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{сн}^2}; \quad (6.2)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 8 \cdot \frac{1000}{36.75^2} = 1.185.$$

«Сопротивление принятого к установке на ГПП СТ определим из выражения» [16]:

$$x_{Т.\delta} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н}}; \quad (6.3)$$

$$x_{Т.\delta} = \frac{8.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8.5.$$

6.1 Расчет токов КЗ в точке К1

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [16]:

$$x_{рез1} = x_{c.\delta} + x_{ВЛ.\delta}; \quad (6.4)$$

$$x_{pez1} = 0.741 + 1.185 = 1.925.$$

«Базисный ток определим из выражения» [16]:

$$I_{\bar{o}.k1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.5)$$

$$I_{\bar{o}.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 15.71 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [16]:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{E_{\bar{o}}}{x_{pez1}} \cdot I_{\bar{o}}; \quad (6.6)$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{1}{1.925} \cdot 15.71 = 8.159 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [16]:

$$i_{y\bar{o}.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot K_{y\bar{o}}; \quad (6.7)$$

$$i_{y\bar{o}.k1} = \sqrt{2} \cdot 8.159 \cdot 1.8 = 20.77 \text{ кА}.$$

6.2 Расчет токов КЗ в точке К2

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [16]:

$$x_{pez2} = x_{pez1} + x_{T.\bar{o}}; \quad (6.8)$$

$$x_{pez2} = 1.925 + 8.5 = 10.425.$$

«Базисный ток определим из выражения» [16]:

$$I_{\sigma.к2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.9)$$

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

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [16]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}}{x_{рез2}} \cdot I_{\sigma.к2}; \quad (6.10)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.425} \cdot 54.986 = 5.274 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [16]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (6.11)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 5.274 \cdot 1.85 = 13.799 \text{ кА}.$$

Полученные результаты расчетов для всех точек КЗ заносятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчетов для всех точек КЗ

Точка короткого замыкания	$U_{сн}$, кВ	$\kappa_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	36.75	1.8	8.2	20.8
2	10.5	1.85	5.3	13.8

7 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП предприятия

7.1 Выбор электроаппаратов на стороне ВН главной понизительной подстанции

7.1.1 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель производства Электрощит типа ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1. Внешний вид выключателя представлен на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1- Внешний вид ВВ типа ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1

Выключатель выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.1)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.2)$$

$$220 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.3)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 220 \text{ А};$$

- «проверка по отключающей способности» [17, 18]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (7.4)$$

$$8.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (7.5)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 13.4 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.2 \cdot e^{\frac{-0.055}{0.07}} = 5.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (7.7)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 25 = 13.4 \text{ кА},$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (7.8)$$

$$8.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.9)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_{к} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.10)$$

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 107.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный выключатель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне ВН ГПП предприятия.

7.1.2 Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке разъединитель производства Электроцит типа РГП-СЭЩ-35/1000 УХЛ1.

Разъединитель выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_{н}, \quad (7.11)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.12)$$

$$220 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.13)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (7.14)$$

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне ВН ГПП предприятия.

7.1.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы тока производства Электроцит типа ТВ-СЭЦ-35-300/5 О4.

Трансформатор тока выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.15)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (7.16)$$

$$40$$

$$220 \text{ A} \leq 300 \text{ A} ;$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}} , \quad (7.17)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА} ;$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} , \quad (7.18)$$

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (7.19)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\kappa} , \quad (7.20)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне ВН ГПП является амперметр с максимальной потребляемой мощностью 0.4 ВА. Находим активное сопротивление подключенных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} , \quad (7.21)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.4}{5^2} = 0.016 \text{ Ом} .$$

«Максимально допустимое сопротивления проводов определим из выражения» [17]:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$
$$R_{np} = 1.2 - 0.016 - 0.1 = 1.084 \text{ Ом.}$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (7.22)$$
$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.084} = 0.969 \text{ мм}^2.$$

Минимально допустимое сечение провода по механической прочности составляет 2.5 мм^2 .

Выбранный трансформатор тока успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне ВН ГПП предприятия.

7.1.4 Выбор гибких шин в ОРУ 35 кВ

Гибкие шины в ОРУ 35 кВ выполним при помощи алюминиевых проводов со стальным сердечником типа АС.

«Сечение провода по экономической плотности тока находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_s}; \quad (7.23)$$
$$s = \frac{157}{1.1} = 143 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС-150/19 мм² с I_{доп}=450 А.

«Наибольшая критическая напряженность электрического поля определяется по выражению» [17]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (7.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.87}} \right) = 32.8 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи проводника находим из выражения» [17]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (7.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 36.75}{0.87 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.87}} = 6.4 \text{ кВ/м.}$$

Условие проверки на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (7.26)$$

$$6.8 \text{ кВ/м} < 29.5 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный на стороне 35 кВ ГПП провод АС-150/19 прошел проверку и может быть рекомендован к использованию в качестве гибких шин.

7.2 Выбор электроаппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции

7.2.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель производства Электроцит типа ВВУ-СЭЦ-10-20/1000.

Выключатель выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.27)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.28)$$

$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.29)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ А};$$

- «проверка по отключающей способности» [17]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (7.30)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (7.31)$$

$$3.4 \text{ кА} \leq 9.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.32)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.3 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.075}} = 3.4 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (7.33)$$

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{34}{100} \right) \cdot 20 = 9.6 \text{ кА},$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с.}, \quad (7.34)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с.}, \quad (7.35)$$

$$13.8 \text{ кА} \leq 48 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (7.36)$$

$$5.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне НН ГПП предприятия.

7.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы тока производства Электроцит типа ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5.

Трансформатор тока выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.37)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{\max} \leq I_{н.тг}, \quad (7.38)$$

$$770 \text{ А} \leq 1000 \text{ А};$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{уд} \leq i_{электр.ст}, \quad (7.39)$$

$$13.8 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.40)$$

$$5.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 275 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (7.41)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (7.42)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне НН ГПП являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии, амперметр с максимальной

потребляемой мощностью 10 ВА. Находим активное сопротивление подключенных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.43)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0.4 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов определим из выражения» [17]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.4 - 0.1 = 0.7 \text{ Ом}.$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (7.44)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{0.7} = 1.125 \text{ мм}^2.$$

Минимально допустимое сечение провода по механической прочности составляет 2.5 мм².

Выбранный трансформатор тока успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне НН ГПП предприятия.

Таким же образом выбиваются и проверяются ТТ, устанавливаемые на отходящие к потребителям линии.

7.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы напряжения производства Электрощит типа ЗНОЛ-СЭЩ-10.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.45)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый класс точности;

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТН» [17]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (7.46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (7.47)$$

Вторичной нагрузкой ТН на стороне НН ГПП являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии с максимальной потребляемой мощностью 206 ВА.

$$206 \text{ ВА} \leq 230 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне НН ГПП предприятия.

7.2.4 Выбор жестких шин

Сечение жестких шин определяется по экономической плотности тока согласно выражения:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_9}; \quad (7.48)$$

$$s = \frac{550}{1.1} = 500 \text{ мм}^2.$$

Выбираем шины из алюминиевого сплава с прямоугольным сечением размерами 60мм на 8 мм и $I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$.

«Минимальное сечение шины по условию термической стойкости определяется по выражению» [17]:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (7.49)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{5.2} \cdot 10^3}{66} = 34.6 \text{ мм}^2.$$

«Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ определяется по выражению» [17]:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{yd}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (7.50)$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13800^2 \cdot 1 \cdot 1 = 66 \text{ Н}.$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины определяется по выражению» [17]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (7.51)$$

$$W = \frac{0.008 \cdot 0.06^2}{6} = 4.8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника определяется по выражению» [17]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (7.52)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{66 \cdot 2}{8 \cdot 4.8 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 3.4 \text{ МПа}.$$

«Проверка на электродинамическую стойкость проводится по выражению» [17]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (7.53)$$

$$3.4 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (7.54)$$

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

«Момент инерции поперечного сечения проводника определяется по выражению» [17]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (7.55)$$

$$J = \frac{0.008 \cdot 0.06^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний определяется по выражению» [17]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (7.56)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 24.9 \text{ Гц}.$$

Так как частоте собственных колебаний ниже 30Гц то механический резонанс не возникает.

7.2.5 Выбор опорных изоляторов

Предварительно выбираем изоляторы типа ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.57)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{дон}, \quad (7.58)$$

$$66 \text{ Н} < 1709 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (7.59)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.158} = 1709 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (7.60)$$

$$H = 0.12 + 0.008 + \frac{0.06}{2} = 0.158.$$

Выбранные опорные изоляторы прошли необходимые проверки и могут быть установлены на стороне НН ГПП предприятия.

7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Предварительно выбираем проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Проходные изоляторы выбираются и проверяются на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.62)$$

$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- не превышению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (7.63)$$

$$19 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (7.64)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{13800^2}{1} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 19 \text{ Н}.$$

Выбранные проходные изоляторы прошли необходимые проверки и могут быть установлены на стороне НН ГПП предприятия.

8 Определение параметров системы заземления на ГПП

В качестве вертикальных заземлителей используем металлические уголки 60x5 мм длиной 5 м, которые заглубляем в грунт на 0.5 м ниже поверхности земли. Соотношение расстояния между соседними заземлителями к длине заземлителя выбираем 2 к 1. Металлические уголки соединяем в контур стальной полосой при помощи сварки [19, 20].

«Допустимое сопротивление для заземляющего устройства (ЗУ) в целом определим из выражения» [19]:

$$R_{доп} = \frac{\rho_{грунт}}{100} \cdot R_3, \quad (8.1)$$

$$R_{доп} = \frac{100}{100} \cdot 4 = 4 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растекания для одиночного вертикального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$R_g = 0.298 \cdot \rho_{p.v.} \cdot \kappa_c, \quad (8.2)$$

$$R_g = 0.298 \cdot 150 \cdot 1.5 = 67.1 \text{ Ом,}$$

где

$$\rho_{p.v.} = \kappa_c \cdot \rho_{грунт}, \quad (8.3)$$

$$\rho_{p.v.} = 1.5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Суммарное число вертикальных заземлителей определим из выражения» [19]:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_{дон}}, \quad (8.4)$$
$$n_g = \frac{67.1}{0.71 \cdot 4} = 24 \text{ шт.}$$

«Протяженность горизонтального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$l_z = a \cdot n_g, \quad (8.5)$$
$$l_z = 10 \cdot 24 = 240 \text{ м.}$$

«Сопротивление растекания для горизонтального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$R_z = \frac{0.366 \cdot \rho_{p.z.}}{l_z} \cdot \lg \frac{2l_z^2}{b \cdot t_o}, \quad (8.6)$$
$$R_z = \frac{0.366 \cdot 400}{240} \cdot \lg \frac{2 \cdot 240^2}{0.04 \cdot 0.5} = 4.1 \text{ Ом,}$$

где

$$\rho_{p.z.} = K_c \cdot \rho_{грунт}, \quad (8.7)$$
$$\rho_{p.z.} = 4 \cdot 100 = 400 \text{ Ом.}$$

«Скорректированное сопротивление растекания для горизонтального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$R_2^{\cdot} = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (8.8)$$

$$R_2^{\cdot} = \frac{4.1}{0.31} = 13.3 \text{ Ом.}$$

«Скорректированное сопротивление растекания для вертикальных заземлителей определим из выражения» [19]:

$$R_6^{\cdot} = \frac{R_2^{\cdot} \cdot R_{дон}}{R_2^{\cdot} - R_{дон}}, \quad (8.9)$$

$$R_6^{\cdot} = \frac{13.3 \cdot 4}{13.3 - 4} = 5.7 \text{ Ом.}$$

«Скорректированное число вертикальных заземлителей определим из выражения» [19]:

$$n_6^{\cdot} = \frac{R_6}{\eta_6 \cdot R_6^{\cdot}}, \quad (8.10)$$

$$n_6^{\cdot} = \frac{67.1}{0.65 \cdot 5.7} \approx 18 \text{ шт.}$$

Окончательно выбираем к установке на ГПП предприятия 18 вертикальных заземлителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение электронного завода». При выполнении проектирования была достигнута основная цель - обеспечение надежного функционирования системы электроснабжения электронного завода, за счет установки нового и современного электрооборудования. Расчет нагрузок позволил определить суммарную расчетную мощность предприятия – 21,2 МВА. На примере насосной оборотного водоснабжения был показан выбор трансформаторов для КТП, в результате расчетов были выбраны 2 силовых трансформатора типа ТМГ-400/10/0,4 и 2 конденсаторные установки АУКРМ мощностью 200 квар каждая. Наиболее рациональным напряжением системы внешнего электроснабжения предприятия является напряжение 35 кВ. По наименьшим приведенным затратам для установки на ГПП предприятия были выбраны 2 силовых трансформатора ТДН- 10000/35/10. При реконструкции подстанции выбрана схема с установкой высоковольтных выключателей в ОРУ 35 кВ и автоматической переемычкой. Выполнен расчет токов короткого замыкания на сторонах 35 и 10 кВ ГПП. Выбрано и проверено основное электрооборудование на ГПП (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и т.д.). Для устройства контура заземления на ГПП предприятия выбраны 18 вертикальных заземлителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 10.05.2019).
2. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
3. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей [Электронный ресурс]. Электрон. дан. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 188 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/72323> (дата обращения: 19.03.2019).
4. Ogawa J., Fukui S., Sugai M., Aoyama S., Koseki N., Matsubara T. AC Loss in each layer of three-layer twisted HTS cable // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 13-19.
5. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
6. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
7. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
8. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
9. 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: 02.05.2019).

10. 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: 02.05.2019).

11. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.

12. Rajan R., Fernandez F.M. Power control strategy of photovoltaic plants for frequency regulation in a hybrid power system // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №110. pp. 171-183.

13. Бартоломей П.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики: учебное пособие, 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 108 с.

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

15. Chapman S.J. Instructor's Manual to accompany Electric Machinery and Power System Fundamentals, Second Edition. USA: McGraw-Hill, 2011. 307 p.

16. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

17. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.

18. Zhu J., Chen P., Qiu M., Liu C., Liu J., Zhang H., Zhang H., Ding K. Experimental investigation of a high temperature superconducting pancake consisted of the REBCO composite cable for superconducting magnetic energy

storage system // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 59-63.

19. 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.

20. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.