

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение группы литейных цехов машиностроительного завода

Обучающийся

Д.Н. Гараев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы бакалавра является «Электроснабжение группы литейных цехов машиностроительного завода».

При выполнении ВКР первоначально была дана краткая характеристика производимой предприятием продукции, сформулирована цель и основные задачи данной работы.

Выполнены расчеты ожидаемых максимальных нагрузок по отдельным цехам и в целом по всему предприятию, отдельно проведены расчеты для силовых нагрузок, получающих питание на номинальном напряжении 0,4 кВ и высоковольтных ЭП 6-10 кВ.

В зависимости от взаимного расположения цехов и их мощности были намечены места установки цеховых трансформаторных подстанций, определены мощности силовых трансформаторов и определена потребность в установке компенсирующих устройств.

Из имеющихся вариантов выбора напряжения питающих линий выбран оптимальный по мощности и удаленности предприятия от питающей подстанции ЭЭС.

По методу приведенных затрат определена мощность трансформаторов на главной понизительной подстанции предприятия, исходя из состава потребителей по категориям надежности определено необходимое количество трансформаторов на ГПП, выполнен расчет годовых потерь электроэнергии.

Выполнен расчет токов КЗ, выбрано и проверено основное электрооборудование ГПП. Произведен расчет параметров системы заземления на подстанции.

ВКР состоит из пояснительной записки объемом 65 стр., 4 таблиц, включающих результаты расчетов и 3 рисунков со схемами. Графическая часть выполнена на 6 листах А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика производства	5
2 Определение расчетных нагрузок в целом по предприятию и по отдельным цехам.....	7
3 Техничко-экономический выбор трансформаторов на КТП.....	12
4 Техничко-экономический выбор трансформаторов на ГПП.....	23
4.1 Вариант А с размещением на ГПП предприятия трансформаторов ТРДН -63000/110/10.....	25
4.2 Вариант Б с размещением на ГПП предприятия трансформаторов ТРДН -80000/110/10.....	30
5 Расчет токов короткого замыкания	35
5.1 Определение значений токов КЗ в первой расчетной точке.....	38
5.2 Определение значений токов КЗ во второй расчетной точке.....	39
6 Определение параметров основного электрического оборудования на главной понизительной подстанции	41
6.1 Электроаппараты на стороне подстанции с номинальным напряжением 110 кВ.....	41
6.2 Электроаппараты на стороне подстанции с номинальным напряжением 10 кВ.....	46
7 Определение параметров заземления на ГПП	57
Заключение	61
Список используемой литературы	63

Введение

Как правило в системах электроснабжения промышленных предприятий различают несколько уровней номинальных напряжений, среди них:

- низкое напряжение – это напряжение ниже 1000 В, самое распространенное на предприятии, на котором осуществляется питание большинства электроприемников и системы искусственного освещения, сети этого напряжения являются самыми протяженными, разветвленными и содержащими самое большое число коммутационно-защитных аппаратов, а также самыми часто перестраиваемыми;
- среднее напряжение, к которому относят как правило сети 6, 10 или 20 кВ. Самым распространенным для внутризаводского распределения электроэнергии является напряжение 10 кВ, которое более экономично по сравнению с напряжением 6 кВ и на которое выпускается большое количество кабелей, трансформаторного оборудования и электроприемников по сравнению с 20 кВ;
- высокое напряжение 35, 110, 220 кВ чаще всего является напряжением, на котором осуществляется питание главной понизительной подстанции предприятия от подстанции электроэнергосистемы или если предприятие крупное и имеет свою УРП, то питание от нее отдельных ГПП;
- сверхвысокое напряжение 330, 500, 750 кВ на промышленных предприятиях не используется [1, 2].

Целью выпускной квалификационной работы является разработка системы электроснабжения предприятия, отвечающей всем нормативным требованиям при минимуме капиталовложений и затрат на последующую эксплуатацию. К основным задачам работы относятся расчет электрических нагрузок по промпредприятию, выбор силовых трансформаторов на КТП и ГПП предприятия, расчет токов КЗ, выбор электрических аппаратов.

1 Краткая характеристика производства

Завод является предприятием полного цикла, выпускающим широкую номенклатуру продукции, от грузоподъемного оборудования и качественных металлоконструкций различной степени сложности до проволоки и крепежных элементов. «В ассортимент производимой продукции входит катанка и стальная проволока из высококачественных марок сталей (углеродистых, легированных и нержавеющей), стальные канаты различных конструкций без покрытия, оцинкованных и с полимерным покрытием, лента различных размеров и сечений, крепеж. Продукция комбината находит применение во всех отраслях промышленности: в топливно-энергетической, машиностроительной, строительной, а также в оборонно-промышленном комплексе» [4].

Предприятие выпускает следующие крепежные элементы:

- высокопрочные болты. Крепления такого плана выпускаются с шестигранной головкой или других модификаций;
- винты, это самонарезающие элементы с полукруглой головкой;
- гайки, это высокопрочные шестигранные метизы, выполненные по ГОСТ 5915-70 и др.;
- гвозди, предприятие производит проволочные, толевые, строительные (по ГОСТ 4028) и другие варианты изделий;
- дюбель-гвозди, освоен выпуск подобных метизов с цинковым покрытием для ручной работы;
- заклепки. Изделия с полукруглой, потайной, увеличенной головкой;
- шайбы. Могут быть пружинными, плоскими и т. д.;
- шурупы. Вариации: монтажные СТП, с полукруглой головкой и пр.

Весь выпускаемый крепеж из стали является высокопрочным, обладает гибкостью и проводит электрический ток. Он с легкостью выдерживает перепады нагрузок.

Предприятие выпускает проволоку для выполнения широкого спектра работ. Чаще всего это увязка арматуры, армирование конструкций, прокладывание заземления. Также изделия подходят для решения различных хозяйственно-бытовых задач.

Эти изделия из металлопроката характеризуются высокой прочностью, гибкостью и имеют множество вариантов применения.

В ассортимент выпускаемой предприятием проволоки входят следующие виды:

- порошковая ВОРП. Порошковая проволока такого плана используется там, где требуется внепечная обработка металлургических сплавов;
- наплавочная и сварочная (порошковая). Используется для автоматической или флюсовой наплавки. Выпускаются и самозащитные варианты;
- обычная сварочная. Сварочная проволока выпускается неомедненной, отожженной светлой, стальной и т. д.;
- общего назначения. Вариации: низкоуглеродистая холоднотянутая, для обвязки хлопковых кип, полиграфическая и пр.

В разделе дана краткая характеристика производства, рассмотрены основные виды, выпускаемой предприятием продукции.

2 Определение расчетных нагрузок в целом по предприятию и по отдельным цехам

Методика расчёта электрических нагрузок на промышленном предприятии изложена в руководящих указаниях. Исходными данными для данного расчёта являются сведения об установленных на производстве электроприемниках, а также находимые по справочным данным значения коэффициента использования и коэффициента мощности по каждой группе однотипных электроприемников [7].

«Вначале определяются низковольтные нагрузки по цехам. Исходными данными являются суммарные установленные мощности низковольтных электроприемников по цехам. Основываясь на информации о технологических особенностях и составе электрооборудования каждого из цехов, по справочникам находятся усредненные значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности для каждого из цехов. По каждому цеху определяются значения $K_{И} \cdot P_{Н}$ и $K_{И} \cdot P_{Н} \cdot \text{tg} \varphi$, рассчитываются значения эффективного числа электроприемников для каждого цеха. Исходными данными являются суммарные номинальные мощности электроприемников по цехам предприятия и эффективное число электроприемников в каждом цехе. По справочникам определяются значения групповых коэффициентов использования и мощности для каждого из цехов» [8].

Для продолжения расчётов по данной методике необходимо множественные число различных по режиму работы и мощности электроприемников привести к условному эффективному числу электроприемников, одинаковых по режиму работы с помощью формулы. Данная формула используется на низших уровнях системы электроснабжения, таких как распределительные щиты, распредпункты и распределительные шины:

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

где « p_n - номинальная мощность одного ЭП,
 P_n - номинальная мощность группы ЭП» [8].

В руководящих указаниях отмечено, что при проведении расчётов по магистральным шинопроводам, а также на шинах низкого напряжения питающих трансформаторных подстанций можно воспользоваться упрощенным выражением для определения эффективного числа электроприемников [8]:

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

где « $p_{n.\text{макс}}$ - номинальная мощность самого мощного ЭП» [8].

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

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

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

В зависимости от уровня системы электроснабжения, на котором производится определение расчётной нагрузки, в справочной литературе по соответствующей таблице или номограмме в зависимости от рассчитанного ранее эффективного числа электроприемников, округлённого до целого значения и группового коэффициента использования, находится значение коэффициента максимума. Промежуточные значения коэффициента определяются методом интерполяции [7].

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

$$P_p = K_p \cdot K_H \cdot P_H \quad (3)$$

где K_H - коэффициент использования для группы электроприемников.

K_p - расчетный коэффициент, определенный по справочным данным для уровня системы электроснабжения на котором производится расчет.

Для определения величины расчётной нагрузки по реактивной мощности используется первая или вторая формула в зависимости от рассчитанного ранее значения эффективного числа электроприемников:

- при сравнительно малом числе, а именно на когда расчётное значение эффективного числа электроприемников не превышает 10 применяется поправочный коэффициент равный 1,1:

$$Q_p = 1,1 \cdot P_H \cdot K_H \cdot tg\varphi \quad (4)$$

- в случае, когда эффективное число электроприемников превышает 10 штук, значение расчётной нагрузки принимается равным среднесменному, определённом для данного узла питания:

$$Q_p = P_H \cdot K_H \cdot tg\varphi \quad (5)$$

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

По полученным значениям активной и реактивной расчётной мощности находим значение полной расчётной нагрузки путём возведения активного

значения в квадрат и сложения его с квадратом реактивного значения мощности, с последующим извлечением из полученного значения квадратного корня:

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

При наличии на предприятии высоковольтных нагрузок их расчет производится отдельно, но по той же самой методике, принимая во внимание способность синхронных двигателей участвовать в компенсации реактивной мощности.

В каждом конкретном случае определяется целесообразность передачи реактивной мощности из сетей высокого напряжения в сети низкого или необходимость установки КУ непосредственно у мощных электроприемников.

Итоговые значения расчетных нагрузок по всему промышленному предприятию получаются путём сложения итоговой расчётной мощности низковольтной нагрузки и итоговой расчётной мощности высоковольтной нагрузки, сложение производится по активной и реактивной мощности, суммарное значение полной мощности опять находится как корень из суммы квадратов активной и реактивной итоговых мощностей. Исходные данные, справочные коэффициенты и результаты расчётов сводим в таблицу 1.

Названия цехов и их расположение на генеральном плане предприятия приводятся на первом листе графической части работы.

Выводы.

Выполнены расчеты ожидаемых электрических нагрузок по отдельным цехам производственного объекта, включая вспомогательные и административные корпуса. Суммарные значения, полученные с учётом вклада высоковольтной нагрузки, будут использованы при выборе мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на ГПП предприятия.

Таблица 1 – Среднесменные и расчетные нагрузки и ток, а также справочные коэффициенты и результаты вычислений по каждому из цехов и вспомогательных корпусов предприятия

Условное обозначение цехов и производств на генплане 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
1	411	17,13	24	0,37	0,65	1,17	152,07	177,79	1,25	190,09	177,79	260,27
2	1684	210,50	8	0,44	0,76	0,86	740,96	633,64	1,24	918,79	633,64	1116,10
3	627	23,22	27	0,42	0,73	0,94	263,34	246,55	1,23	323,91	246,55	407,06
4	463	92,60	5	0,31	0,72	0,96	143,53	138,34	2,13	305,72	152,18	341,50
5	1847	76,96	24	0,51	0,8	0,75	941,97	706,48	1,22	1149,20	706,48	1348,99
6	14	3,50	4	0,2	0,73	0,94	2,8	2,62	2,7	7,56	2,88	8,09
7	127	9,77	13	0,64	0,84	0,65	81,28	52,50	1,26	102,41	52,50	115,09
8	387	55,29	7	0,79	0,8	0,75	305,73	229,30	1,17	357,70	252,23	437,69
9	58	11,60	5	0,71	0,85	0,62	41,18	25,52	1,2	49,42	28,07	56,83
10	36	2,57	14	0,62	0,81	0,72	22,32	16,16	1,26	28,12	16,16	32,44
11	1833	83,32	22	0,49	0,78	0,80	898,17	720,59	1,24	1113,73	720,59	1326,51
12	3814	158,92	24	0,38	0,65	1,17	1449,3	1694,44	1,29	1869,62	1694,44	2523,22
13	216	15,43	14	0,73	0,78	0,80	157,68	126,50	1,15	181,33	126,50	221,10
Суммарная нагрузка 0,4 кВ	11517	2,57...210,5	191	0,45	-	0,92	5200,4	4770,43	-	6597,61	4810,01	8164,84
9	2520	630	4	0,81	0,9	-0,48	2041,2	-988,60	1,18	2408,62	-988,60	2603,60
13	3200	800	4	0,79	0,89	-0,51	2528	-1295,13	1,17	2957,76	-1295,13	3228,89
Суммарные значения по нагрузке 6-10 кВ	5720	630...800	8	0,80	-	-0,50	4569,2	-2283,73	-	5366,38	-2283,73	5832,10
Общие результаты на шинах НН ГПП завода	17238	2,57...800	199	0,57	-	0,253	9770	2486,7	-	11964,1	2526,3	12227,9

3 Технико-экономический выбор трансформаторов на КТП

Для цеха отделки прутков произведём определение количества и необходимой номинальной мощности силовых трансформаторов комплектной трансформаторной подстанции, а также устройств компенсации реактивной мощности, устанавливаемых на стороне высокого и низкого напряжения подстанции [5, 10, 11].

«Номинальную мощность силового трансформатора КТП находим по» [5]:

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

где « K_3 - коэффициент загрузки,

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

N_T - число трансформаторов на ТП» [5].

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

Полученному расчётному значению, соответствует ближайшее значение номинальной мощности серийно выпускаемых трансформатора равное $S_{HT} = 1600 \text{ кВА}$.

Выбираем для установки силовые трансформаторы сухого типа и в первом варианте рассмотрим установку на КТП 2х силовых трансформаторов мощностью по 1600 кВА каждый.

По паспортным данным, входящим в комплект поставки каждого трансформатора, а также справочным данным приведённым в учебной литературе находим значения технических параметров силового трансформатора необходимые для проведения дальнейших расчётов:

- значение потерь активной мощности при работе силового трансформатора на холостом ходу $\Delta P_{xx} = 2.3 \text{ кВт}$;
- значение потерь активной мощности при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 16.5 \text{ кВт}$;
- ток, протекающий при работе силового трансформатора без нагрузки $i_{xx} = 0.55 \%$;
- напряжение, прикладываемое к силовому трансформатору при закороченной вторичной обмотке во время протекания по нему тока, равного номинальному $u_{кз} = 6 \%$;
- ориентировочная цена за один силовой трансформатор, по доступным в открытых источниках данным $K_T = 952.55 \text{ тыс. руб.}$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

значение коэффициента $\alpha = 0,28$, а при отсутствии СД, используемых в технологическом процессе и пригодных для компенсации РМ в расчетах принимается $Q_{\text{СД}} = 0$.

Из найденных по формулам 13 и 14 значений выбираем наименьшее значение и используем его при последующих вычислениях $Q_{\text{э1}} = 529.3 \text{ квар}$.

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

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

$$Q_{\text{э2,в}} = 903.1 - (1806.1 - 529.3) = -373.8 \text{ квар;}$$

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

$$Q_{\text{э2,н}} = 903.1 + 0 = 903.1 \text{ квар;}$$

В связи с ростом уровня напряжения в часы минимума потребления нагрузки в электроэнергетической системе принимаем из найденных по формулам 15 и 16 максимальное значение реактивной мощности: $Q_{\varepsilon 2} = 903.1$ квар.

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

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

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

Определяем величину реактивной мощности, которую необходимо вырабатывать на КУ постоянно и нет необходимости регулировать:

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

$$Q_{ку\min} = 903.1 - 903.1 = 0.$$

Данное значение указывает на то, что все выбираемые конденсаторные установки должны регулироваться в широком пределе от нулевого значения до максимальной вырабатываемой реактивной мощности.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

По расчётному значению реактивной мощности низковольтных конденсаторных установок, полученному по формуле 21 выбираем две автоматизированные установки типа АУКРМ 200/0,4 и устанавливаем их на шинах низкого напряжения 0,4 кВ трансформаторной подстанции, на стороне высокого напряжения ТП принимаем к установке две КУ типа УКРП57 450/10.

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

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

где « T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы» [5].

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

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

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

где « α - плата за мощность,

β - плата за электроэнергию» [5];

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

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

$$C_{K3} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau , \quad (25)$$

где « τ - число часов максимальных потерь мощности в году» [5];

$$C_{K3} = \left(\frac{658 \cdot 12}{6700} + 1.38 \right) \cdot 5522.6 = 14.13 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Годовая стоимость потерь электрической энергии в одном силовом трансформаторе, установленном на КТП составит:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (26)$$

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

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

$$Z_{KTP} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KY6} \cdot N_{KY6} + K_{KYH} \cdot N_{KYH}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (27)$$

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

E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений» [5];

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

Во втором варианте рассмотрим установку на КТП 2-х силовых трансформаторов мощностью по 2500 кВА каждый.

По паспортным данным, входящим в комплект поставки каждого трансформатора, а также справочным данным приведённым в учебной литературе находим значения технических параметров силового трансформатора необходимые для проведения дальнейших расчётов:

- значение потери активной мощности при работе силового трансформатора на холостом ходу $\Delta P_{\text{ХХ}} = 2.95 \text{ кВт}$;
- значение потери активной мощности при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания $\Delta P_{\text{КЗ}} = 27 \text{ кВт}$;
- ток, протекающий при работе силового трансформатора без нагрузки $i_{\text{ХХ}} = 0.55 \%$;
- напряжение, прикладываемое к силовому трансформатору при закороченной вторичной обмотке во время протекания по нему тока, равного номинальному $u_{\text{КЗ}} = 6 \%$;
- ориентировочная цена за один силовой трансформатор, по доступным в открытых источниках данным $K_T = 1415.06 \text{ тыс. руб.}$.

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

$$\Delta P_{\text{mp}} = N_T \cdot (P_{\text{ХХ}} + K_3^2 \cdot P_{\text{КЗ}}), \quad (28)$$

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

$$\Delta Q_{\text{mp}} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{\text{КЗ}}) \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (29)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

значение коэффициента $\alpha = 0,28$, а при отсутствии СД, используемых в технологическом процессе и пригодных для компенсации РМ в расчетах принимается $Q_{\text{СД}} = 0$.

Из найденных по формулам 33 и 34 значений выбираем наименьшее значение и используем его при последующих вычислениях $Q_{\text{э1}} = 532.6 \text{ квар}$.

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

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = Q_{\min} - Q_{\kappa \partial} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\varepsilon 1}), \quad (35)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = 934.5 - (1868.9 - 532.6) = -401.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (36)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = 934.5 + 0 = 934.5 \text{ квар};$$

В связи с ростом уровня напряжения в часы минимума потребления нагрузки в электроэнергетической системе принимаем из найденных по формулам 35 и 36 максимальное значение реактивной мощности: $Q_{\varepsilon 2} = 934.5 \text{ квар}$.

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

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

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

Определяем величину реактивной мощности, которую необходимо вырабатывать на КУ постоянно и нет необходимости регулировать:

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

$$Q_{\kappa \text{ min}} = 934.5 - 934.5 = 0.$$

Данное значение указывает на то, что все выбираемые конденсаторные установки должны регулироваться в широком диапазоне от нулевого значения до максимальной вырабатываемой реактивной мощности.

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

$$Q_{эH} = Q_{э1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (39)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Отрицательное значение реактивной мощности на стороне низкого напряжения указывает на отсутствие необходимости установки дополнительных средств компенсации.

На стороне высокого напряжения ТП принимаем к установке две КУ типа УКРП57 900 квар.

Годовая стоимость потерь электрической энергии в одном силовом трансформаторе, установленном на КТП составит:

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

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

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

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

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

Выводы по разделу.

Сравнивая приведенные затраты в двух вариантах с установкой на КТП трансформаторов различной мощности, можно прийти к выводу, что вариант с установкой 2 СТ - ТСЗЛ-1600/10, двух КУ типа АУКРМ 200/0,4 с диапазоном регулирования вырабатываемой реактивной мощности от 0 до 200 квар у каждой установки и 2 КУ - УКРП57 450/10 обладает на 30% меньшими затратами по сравнению с вариантом установки двух СТ ТСЗЛ-2500/10 и двух автоматизированных конденсаторных установок, рассчитанных на номинальное напряжение 10,5 кВ типа УКРП57 900 квар.

Выбранные трансформаторы размещаем в подстанциях типа 2КТПА-НЭ.

Для остальных ТП предприятия расчеты производим аналогичным образом. При большой мощности производственных корпусов предусматриваем установку нескольких трансформаторных подстанций, при выборе мощностей на ТП принимались во внимание экономические аспекты по сокращению номенклатуры используемых мощностей трансформаторов.

4 Технико-экономический выбор трансформаторов на ГПП

«Определяем рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения» [11]:

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

где « L - длина линии,

P_{PI} - суммарная активная мощность по предприятию» [11];

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

Итоговое значение активной мощности, потребляемое промышленным предприятием, складывается из величины расчётных мощностей низковольтной и высоковольтной нагрузки по самому предприятию, а также от величины расчётной мощности субабонентов, получающих питание от шин низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия:

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

где « P_{PH} - нагрузка на стороне НН,

P_{PB} - нагрузка на стороне ВН,

$P_{CТОР}$ - нагрузка сторонних потребителей» [11].

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

Значение полной мощности находим как квадратный корень из квадрата суммарного значения активной мощности и квадрата суммарного значения реактивной мощности по ГПП предприятия:

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

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

При этом суммарное значение реактивной нагрузки по ГПП предприятия получаем с учётом проведения мероприятий по компенсации потребления реактивной мощности и доведения значения коэффициента мощности до нормируемых значений:

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

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

«Поскольку от ГПП предприятия осуществляется электроснабжение всех групп потребителей ЭЭ, то для обеспечения требований к питанию таких ЭП принимаем на ГПП два СТ со значением номинальной мощности более, полученной по формуле» [7]:

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

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

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки» [11].

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

Исходя из доступных данных, приводимых в каталогах изготовителей, принимаем для проведения дальнейшего сравнения два следующих друг за другом по кале мощностей варианта номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП: в варианте А трансформаторы ТРДН-63000/110/10, а в варианте Б трансформаторы ТРДН-80000/110/10/10. В обоих случаях ввиду

значительной мощности и с целью ограничения токов КЗ принимаем трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

4.1 Вариант А с размещением на ГПП предприятия трансформаторов ТРДН -63000/110/10

По паспортным данным, входящим в комплект поставки каждого трансформатора, а также справочным данным приведённым в учебной литературе находим значения технических параметров силового трансформатора, необходимые для проведения дальнейших расчётов:

- значение потерь активной мощности при работе силового трансформатора на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 48 \text{ кВт}$;
- значение потерь активной мощности при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания $\Delta P_{КЗ} = 247 \text{ кВт}$;
- ток, протекающий при работе силового трансформатора без нагрузки $i_{XX} = 0.52 \%$;
- напряжение, прикладываемое к силовому трансформатору при закороченной вторичной обмотке во время протекания по нему тока, равного номинальному $u_{КЗ} = 10.5 \%$;
- ориентировочная цена за один силовой трансформатор ТРДН-63000/110/10, по доступным в открытых источниках данным $K_T = 50380 \text{ тыс. руб.}$.

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

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

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

Потери реактивной мощности определяем по данным о токе холостого хода трансформатора:

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

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

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

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

– потери в обмотке высокого напряжения 110 кВ:

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

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

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (53)$$

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

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

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

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

– потери в обмотке низкого напряжения 10 кВ:

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

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

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (56)$$

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

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 494 + 0.05 \cdot 11576.3 = 1072.8 \text{ кВт},$$

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

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

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

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

$$K_{з.б} = \frac{90084}{63000} = 1.43.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (60)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{45042}{63000} = 0.71.$$

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

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

$$P_m^{\dot{}} = 64.38 + 1.43^2 \cdot 41.3 + 0.71^2 \cdot 1072.8 + 0.71^2 \cdot 1072.8 = 1245.7 \text{ кВт.}$$

По упорядоченному годовому графику нагрузки, представленному на рисунке 1, определяем значение мощности на каждой ступени и продолжительность данной ступени, производим вычисление потерь электрической энергии для каждой из обмоток низкого напряжения и обмотки высокого напряжения силового трансформатора в режиме холостого хода и короткого замыкания, путём сложения всех видов потерь получаем итоговые значения потерь электрической энергии в силовых трансформаторах главной приближительной по станции за годичный интервал времени их работы [14]:

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

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

где « ΔW_x - потери в режиме XX,

ΔW_k - потери в режиме КЗ» [14].

Результаты вычислений заносим в таблицу 2.

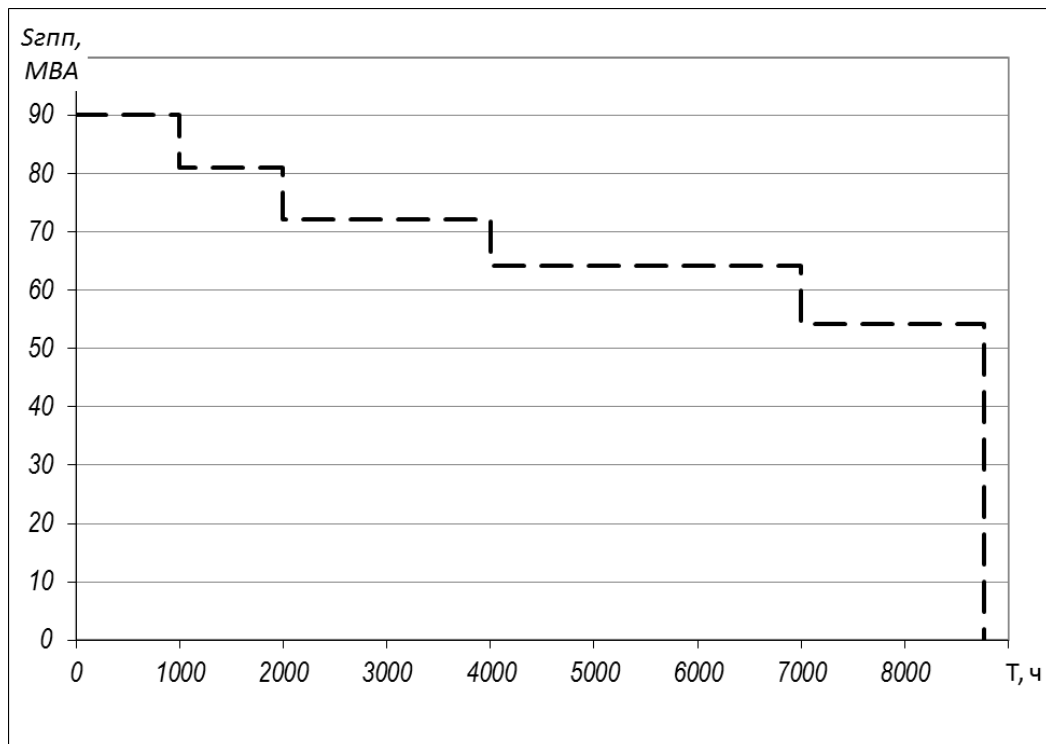


Рисунок 1 – Упорядоченный годовой график нагрузки силовых трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия, построенный за годовой интервал времени

Находим величину затрат на оплату потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП:

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

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

Таблица 2 - Расчётные величины потерь активной электрической энергии в режимах холостого хода и короткого замыкания в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции завода

Ступ. год. граф. i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	90.084	45.042	45.042	2	1000	128760	1.430	0.715	0.715	42266	274188	274188
2	81.123	40.562	40.562	2	1000	128760	1.288	0.644	0.644	34276	222352	222352
3	72.116	36.058	36.058	2	2000	257520	1.145	0.572	0.572	54175	351440	351440
4	64.276	32.138	32.138	2	3000	386280	1.020	0.510	0.510	64554	418771	418771
5	54.148	27.074	27.074	2	1760	226618	0.859	0.430	0.430	26876	174351	174351
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1127938$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 3104351$		

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

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

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

где $K = 2 \cdot 50380.49 = 100761 \text{ тыс.руб.}$ - ориентировочная стоимость определённая по данным из открытых источников 2 СТ ТРДН-63000/110;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 100761 = 9472 \text{ тыс.руб.}$ – годовые издержки на эксплуатационные расходы по поддержанию работоспособности силовых трансформаторов.

4.2 Вариант Б с размещением на ГПП предприятия трансформаторов ТРДН -80000/110/10

По паспортным данным, входящим в комплект поставки каждого трансформатора, а также справочным данным приведённым в учебной литературе находим значения технических параметров силового трансформатора, необходимые для проведения дальнейших расчётов:

- значение потерь активной мощности при работе силового трансформатора на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 56 \text{ кВт}$;
- значение потерь активной мощности при работе силового трансформатора в режиме короткого замыкания $\Delta P_{KЗ} = 312 \text{ кВт}$;
- ток, протекающий при работе силового трансформатора без нагрузки $i_{XX} = 0.47 \%$;
- напряжение, прикладываемое к силовому трансформатору при закороченной вторичной обмотке во время протекания по нему тока, равного номинальному $u_{KЗ} = 10.5 \%$;

– ориентировочная цена за один силовой трансформатор ТРДН-80000/110/10, по доступным в открытых источниках данным $K_T = 57709 \text{ тыс. руб.}$

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

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (65)$$

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

Потери реактивной мощности определяем по данным о токе холостого хода трансформатора:

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

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

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

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

– потери в обмотке высокого напряжения 110 кВ:

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

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

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

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

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

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

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

– потери в обмотке низкого напряжения 10 кВ:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Г}}, \quad (74)$$

$$K_{з.б} = \frac{90084}{80000} = 1.13.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Г}}, \quad (75)$$

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

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

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

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

По упорядоченному годовому графику нагрузки определяем значение мощности на каждой ступени и продолжительность данной ступени, производим вычисление потерь электрической энергии для каждой из обмоток низкого напряжения и обмотки высокого напряжения силового трансформатора в режиме холостого хода и короткого замыкания, путём сложения всех видов потерь получаем итоговые значения потерь электрической энергии в силовых трансформаторах главной приближительной по станции за годичный интервал времени их работы [14]:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.вi}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (77)$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.

Находим величину затрат на оплату потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП:

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

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

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

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

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

где $K = 2 \cdot 57708.56 = 115417.1 \text{ тыс. руб.}$ – ориентировочная стоимость определённая по данным из открытых источников 2 СТ ТРДН-80000/110/10/10;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 115417.1 = 10849 \text{ тыс. руб.}$ – годовые издержки на эксплуатационные расходы по поддержанию работоспособности силовых трансформаторов.

Таблица 3 - Рассчитанные значения потерь электрической энергии в СТ подстанции предприятия

Ступ. год. граф. i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	90.084	45.042	45.042	2	1000	149600	1.126	0.563	0.563	33285	215400	215400
2	81.123	40.562	40.562	2	1000	149600	1.014	0.507	0.507	26992	174678	174678
3	72.116	36.058	36.058	2	2000	299200	0.901	0.451	0.451	42663	276088	276088
4	64.276	32.138	32.138	2	3000	448800	0.803	0.402	0.402	50836	328983	328983
5	54.148	27.074	27.074	2	1760	263296	0.677	0.338	0.338	21165	136969	136969
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1310496$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 2439176$		

Для передачи электрической энергии от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия по совокупности факторов выбираем напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу.

Минимальной величиной приведенных затрат из двух вариантов для которых было произведено сравнение обладает вариант с размещением на ГПП предприятия 2 трансформаторов ТРДН- 63000/110/10/10.

Данный вариант обладает меньшим значением потерь в режиме холостого хода, но большими потерями в режиме короткого замыкания по сравнению с вариантом установки силовых трансформаторов мощностью 80 МВА, но за счёт меньшей стоимости основного трансформаторного оборудования по приведённым затратам оказывается выгоднее на планируемом сроке окупаемости приведённых затрат.

5 Расчет токов короткого замыкания

Перед выполнением расчетов необходимо составить две схемы, на первой (рисунок 2) изображаются все элементы, по которым будет протекать ток короткого замыкания и которые в силу наличия собственного сопротивления способны на него повлиять, а на второй (рисунок 3) каждый из элементов представляется собственным сопротивлением, которое требуется определить при выполнении вычислений.

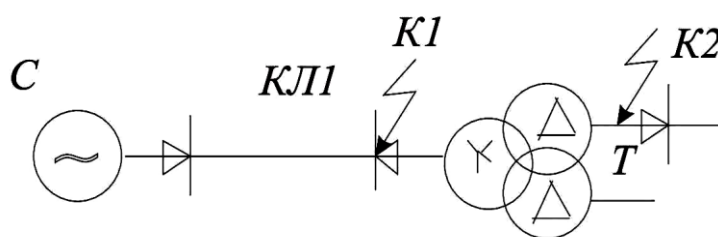


Рисунок 2 – Электрическая схема с указанием основного электрооборудования для расчёта токов КЗ

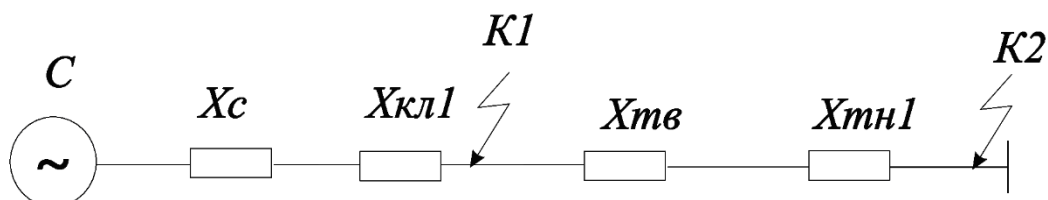


Рисунок 3 –Схема замещения

Электроснабжающая организация предоставила данные о мощности короткого замыкания на шинах высокого напряжения питающей подстанции. Эти сведения вместе с расстоянием от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия необходимы для расчёта токов короткого замыкания:

Внешняя система: напряжение питающей линии электропередач - $U_{cp} = 115$ кВ; базисная мощность - $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА; расчётное значение мощности короткого замыкания от подстанции ЭЭС - $S_{\kappa} = 4250$ МВА.

Параметры высоковольтной воздушной питающей линии, соединяющей подстанцию ЭЭС и ГПП предприятия: $x_{y\bar{o}} = 0,4$ Ом/км; $L = 14$ км.

Основные параметры, необходимые для расчёта токов КЗ, выбранного в предыдущем разделе силового трансформатора: номинальная полная мощность СТ $S_{\bar{n}} = 63$ МВА; паспортные значения напряжения короткого замыкания $U_{\kappa} = 10.5$ %.

«Сопротивление системы определим из выражения» [17]:

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

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

«Сопротивление КЛЭП определим из выражения» [17]:

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

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

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

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

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

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

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

5.1 Определение значений токов КЗ в первой расчетной точке

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

$$x_{рез1} = x_{с.\bar{\sigma}} + x_{ВЛ.\bar{\sigma}}; \quad (84)$$

$$x_{рез1} = 0.235 + 0.212 = 0.447.$$

«Базисный ток определим из выражения» [17]:

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2 Определение значений токов КЗ во второй расчетной точке

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

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

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

«Базисный ток определим из выражения» [17]:

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

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

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

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

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

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

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

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

Полученные расчетные значения действующего значения трехфазного тока короткого замыкания и амплитудное значение ударного тока КЗ на шинах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные значения действующего значения трехфазного тока короткого замыкания и амплитудное значение ударного тока КЗ на шинах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия

ТКЗ	$U_{сн}$, кВ	$\kappa_{уд}$	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	115	1,81	11,2	28,6
2	10,5	1,86	15,4	40,3

Выводы по разделу.

Для проверки новых электрических аппаратов, запланированных к установке на подстанции, был произведен расчет токов короткого замыкания на сторонах 110 кВ для проверки аппаратов, устанавливаемых в открытом распределительном устройстве подстанции и на стороне 10 кВ для проверки аппаратов, размещаемых в ЗРУ подстанции.

6 Определение параметров основного электрического оборудования на главной понизительной подстанции

6.1 Электроаппараты на стороне подстанции с номинальным напряжением 110 кВ

6.1.1 Выбор и проверка разъединителей

Исходя из предполагаемых условий эксплуатации, предварительно определённого значения расчётного тока, а также данных об уже применяемых на подстанции электрических аппаратах, предварительно выбираем разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250.

Вновь выбираемое на подстанции электрическое оборудование должно удовлетворять следующим условиям:

- изоляция принятого к установке электрического аппарата должна быть рассчитана либо на уровень номинального напряжения электрической сети, либо на больший уровень:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (92)$$

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

- выбранный по каталогу номинальный ток принятого к установке электрического аппарата должен быть больше, либо равен максимальному значению расчётного тока, протекающего по цепи в месте его размещения:

$$I_{max} < I_n, \quad (93)$$

$$443 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

За максимальное значение расчётного тока принимается ток, который может длительно протекать по данному участку цепи вследствие изменений

схемы, вызванных отключением одного из силовых трансформаторов на подстанции и переключением всей нагрузки на оставшийся в работе трансформатор:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (94)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А};$$

- электродинамическая стойкость выбираемого электрического аппарата, указанная в его паспортных данных, должна превышать расчётное амплитудное значение ударного тока трёхфазного короткого замыкания:

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (95)$$

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

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

- произведение квадрата тока предельного сквозного тока КЗ на время протекания данного тока, указанные в паспортных данных производителем электрического аппарата, должны превышать расчётное значение теплового импульса, определённое из расчетных значений тока короткого замыкания в данной точке электрической сети и времени его отключения релейной защитой и высоковольтным выключателем [18]:

$$B_{к} \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (96)$$

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

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

Предварительно принятый для размещения в ОРУ подстанции предприятия разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250 полностью удовлетворяет условиям проверки и, следовательно, может быть использован при проведении реконструкции ГПП предприятия.

6.1.2 Выбор трансформаторов тока

Исходя из предполагаемых условий эксплуатации, предварительно определённого значения расчётного тока, а также данных об уже применяемых на подстанции электрических аппаратах, предварительно выбираем трансформатор тока ТВ-110-II-600/5.

Вновь выбираемое на подстанции электрическое оборудование должно удовлетворять следующим условиям:

- изоляция принятого к установке электрического аппарата должна быть рассчитана либо на уровень номинального напряжения электрической сети, либо на больший уровень:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (97)$$

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

- выбранный по каталогу номинальный ток принятого к установке электрического аппарата должен быть больше, либо равен максимальному значению расчётного тока, протекающего по цепи в месте его размещения. Слишком большое превышение номинального тока аппарата над расчётным значением может негативно сказаться на погрешности измерений:

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

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

- электродинамическая стойкость выбираемого электрического аппарата, указанная в его паспортных данных, должна превышать расчётное амплитудное значение ударного тока трёхфазного короткого замыкания:

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

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

- произведение квадрата тока предельного сквозного тока КЗ на время протекания данного тока, указанные в паспортных данных производителем электрического аппарата, должны превышать расчётное значение теплового импульса, определённое из расчетных значений тока короткого замыкания в данной точке электрической сети и времени его отключения релейной защитой и высоковольтным выключателем:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (100)$$

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

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

- «сопротивление подключенных во вторичные цепи приборов должно быть меньше предельно установленного изготовителем значения» [18]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (101)$$

где « $Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности» [18];

с целью упрощения расчетов и сокращения производимых вычислений принимаем $Z_2 \approx R_2$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока, устанавливаемого в ОРУ на вводе силового трансформатора, является амперметр с $S_{ном}$ не превышающей значения 0,3 ВА. Находим его активное сопротивление:

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

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

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

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

где « $R_{к}$ – переходное сопротивление контактов» [18];

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

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

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

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

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

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

В соответствии с требованиями к механической прочности соединительных проводов принимаем во вторичных цепях ТТ проводники с медными жилами сечением 2.5 мм².

Выбранный для установки в открытом распределительном устройстве подстанции трансформатор тока ТВ-110-II-600/5 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции.

6.2 Электроаппараты на стороне подстанции с номинальным напряжением 10 кВ

6.2.1 Выбор и проверка вакуумных выключателей 10 кВ

Исходя из предполагаемых условий эксплуатации, предварительно определённого значения расчётного тока, а также данных об уже применяемых на подстанции электрических аппаратах, предварительно выбираем выключатель ВБЭК-10-31,5/3150.

Вновь выбираемое на подстанции электрическое оборудование должно удовлетворять следующим условиям:

- изоляция принятого к установке электрического аппарата должна быть рассчитана либо на уровень номинального напряжения электрической сети, либо на больший уровень:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбранный по каталогу номинальный ток принятого к установке электрического аппарата должен быть больше, либо равен максимальному значению расчётного тока, протекающего по цепи в месте его размещения:

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

$$2425 \text{ А} < 3150 \text{ А},$$

За максимальное значение расчётного тока принимается ток, который может длительно протекать по данному участку цепи вследствие изменений схемы, вызванных отключением одного из силовых трансформаторов на подстанции и переключением всей нагрузки на оставшийся в работе трансформатор. При расчете учитывается расщепление вторичной обмотки силового трансформатора на две и снижение в два раза величины протекающего тока по каждой из них:

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

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

– коммутационная способность, заявленная производителем электрического аппарата должна превышать максимальное возможное значение тока короткого замыкания, которое способно возникнуть в данной электрической сети на рассматриваемом классе напряжения с целью его последующего отключения выбранным аппаратом [18]:

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

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

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

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (110)$$

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

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

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

– электродинамическая стойкость выбираемого электрического аппарата, указанная в его паспортных данных, должна превышать расчётное амплитудное значение ударного тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (112)$$

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

$$i_{yд} \leq i_{нр.с}, \quad (113)$$

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

- произведение квадрата тока предельного сквозного тока КЗ на время протекания данного тока, указанные в паспортных данных производителем электрического аппарата, должны превышать расчётное значение теплового импульса, определённое из расчетных значений тока короткого замыкания в данной точке электрической сети и времени его отключения релейной защитой и высоковольтным выключателем:

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

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

Намеченный первоначально высоковольтный выключатель ВБЭК-10-31,5/3150 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции.

6.2.2 Выбор трансформаторов тока

Исходя из предполагаемых условий эксплуатации, предварительно определённого значения расчётного тока, а также данных об уже применяемых на подстанции электрических аппаратах, предварительно выбираем трансформатор тока ТПШЛ-10-І-3000/5.

Вновь выбираемое на подстанции электрическое оборудование должно удовлетворять следующим условиям:

- изоляция принятого к установке электрического аппарата должна быть рассчитана либо на уровень номинального напряжения электрической сети, либо на больший уровень:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (115)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбранный по каталогу номинальный ток принятого к установке электрического аппарата должен быть больше, либо равен максимальному значению расчётного тока, протекающего по цепи в месте его размещения. Слишком большое превышение номинального тока аппарата над расчетным значением может негативно сказаться на погрешности измерений:

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

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

- электродинамическая стойкость выбираемого электрического аппарата, указанная в его паспортных данных, должна превышать расчётное амплитудное значение ударного тока трёхфазного короткого замыкания:

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

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

- произведение квадрата тока предельного сквозного тока КЗ на время протекания данного тока, указанные в паспортных данных производителем электрического аппарата, должны превышать расчётное значение теплового импульса, определённое из расчетных значений тока короткого замыкания в данной точке электрической сети и времени его отключения релейной защитой и высоковольтным выключателем:

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

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

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

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (119)$$

с целью упрощения расчетов и сокращения производимых вычислений принимаем $Z_2 \approx R_2$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока, устанавливаемого в ЗРУ на вводе силового трансформатора, являются: счетчик активной и реактивной электроэнергии; амперметр; ваттметр и варметр с полной мощностью 14 ВА. Находим их активное сопротивление:

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

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

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

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

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

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

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

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

В соответствии с требованиями к механической прочности соединительных проводов принимаем во вторичных цепях ТТ проводники с медными жилами сечением 2.5 мм².

Выбранный для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции трансформатор тока ТПШЛ-10-І-3000/5 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции.

6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Исходя из предполагаемых условий эксплуатации, предварительно определённого значения расчётного тока, а также данных об уже применяемых на подстанции электрических аппаратах, предварительно выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10-95.

Условия выбора трансформатора напряжения на секции шин ЗРУ:

- изоляция принятого к установке электрического аппарата должна быть рассчитана либо на уровень номинального напряжения электрической сети, либо на больший уровень:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (123)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности ТН должен соответствовать требованиям учета и измерения;
- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТН» [18]:

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

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

Нагрузкой измерительного трансформатора напряжения (68 Вт и 132 вар), установленного на сборной секции шин являются все счётчики активной и реактивной электрической энергии, установленные в ячейках отходящих линий, а также в вводной ячейке данной секции.

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

Выбранный для установки в ЗРУ ТН типа НАМИ-10-95 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции.

6.2.4 Выбор жестких шин

«Находим сечение жестких шин по экономической плотности тока с учетом выбранного материала, типа проводника и максимального числа часов максимума нагрузки» [19]:

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

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

Выбираем двойную алюминиевую шину стандартного сечения с суммарным размером, близким к полученному значению. Размер шин 100 мм на 10 мм, длительный ток - $I_{\text{до}} = 3100 \text{ А}$.

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

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

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

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

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

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где

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

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

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

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

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

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

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

где « l – длина пролета между изоляторами,

J – момент инерции поперечного сечения шины,

E – модуль упругости материала шины,

r_1 – параметр основной собственной частоты шины,

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

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

Полученное значение частоты колебаний превышает пороговое значение возникновения механического резонанса, а значит выбранные шины с такими параметрами могут быть установлены на подстанции.

Выводы по разделу.

Выбраны электрические аппараты, устанавливаемые как открытым распределительном устройстве подстанции на стороне 110 кВ (высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока), так и в закрытом распределительном устройстве на стороне 10 кВ (высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также жёсткие шины).

Все принятое к установке на ГПП оборудование прошло необходимые проверки.

Выбранные электрические аппараты выпускаются на территории Российской Федерации из отечественных комплектующих, обладают как длительным ресурсом эксплуатации, так и гарантией завода-изготовителя.

7 Определение параметров заземления на ГПП

Предельно допустимое значение напряжения прикосновения при времени существования КЗ 0.04 с составляет 500 В при максимальном времени протекания тока КЗ до момента его отключения 0.5 с [20].

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

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{K_{II}}, \quad (135)$$

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

коэффициент напряжения прикосновения определяется из выражения:

$$K_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_v L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (136)$$

где «М – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , так как грунт принят

однородным;

l_v – длина вертикального заземления;

L_2 – длина горизонтального заземлителя;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

S – площадь заземляющего устройства» [20];

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

Определяем коэффициент, соответствующий сопротивлению человеческого тела при протекании тока по наиболее вероятному пути:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + 1.5\rho_{\text{в.с}}}, \quad (137)$$

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

«Найденное значение не выше максимально допустимого порога в 10 кВ.

Полученное суммарное сопротивление сложного ЗУ должно удовлетворять условию» [20]:

$$R_3 < R_{3.\text{дон}}. \quad (138)$$

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

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (139)$$

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

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

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m + 1), \quad (140)$$

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

Определяем размер одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (141)$$

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

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

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (142)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{1960} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 30.$$

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

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (143)$$

$$L_g = 6 \cdot 30 = 180 \text{ м.}$$

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

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (144)$$

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

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

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (145)$$

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

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

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

при этом значение коэффициента А равно

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (146)$$

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

Выводы по разделу.

Определены параметры системы защитного заземления, выбрано количество вертикальных заземлителей, которое позволяет обеспечить требуемое значение сопротивления контура заземления, а также параметры соединительной металлической полосы, связывающей отдельные вертикальные заземлители в единый контур.

Заключение

Цель выпускной квалификационной работы заключалась в разработке системы электроснабжения предприятия, отвечающей всем нормативным требованиям при минимуме капиталовложений и затрат на последующую эксплуатацию. Была дана краткая характеристика производства, рассмотрены основные виды, выпускаемой предприятием продукции.

Выполнены расчеты ожидаемых электрических нагрузок по отдельным цехам производственного объекта, включая вспомогательные и административные корпуса.

Сравнивая приведенные затраты в двух вариантах с установкой на КТП производственного цеха, занимающегося отделкой прутков, трансформаторов различной мощности, можно прийти к выводу, что вариант с установкой 2 СТ - ТСЗЛ-1600/10, двух автоматизированных конденсаторных установок АУКРМ 200/0,4 со ступенчатым регулированием мощности от 0 до 200 квар у каждой установки и 2 КУ - УКРП57 450/10 обладает на 30% меньшими затратами по сравнению с вариантом установки двух СТ ТСЗЛ-2500/10 и двух автоматизированных конденсаторных установок, рассчитанных на номинальное напряжение 10,5 кВ типа УКРП57 900 квар.

Выбранные трансформаторы размещаются в подстанциях типа 2КТПА-НЭ.

Минимальной величиной приведенных затрат из двух вариантов установки трансформаторов на ГПП для которых было произведено сравнение обладает вариант с размещением на ГПП предприятия 2 трансформаторов ТРДН- 63000/110/10/10.

Для проверки новых электрических аппаратов, запланированных к установке на подстанции, был произведен расчет токов короткого замыкания на сторонах 110 кВ для проверки аппаратов, устанавливаемых в открытом распределительном устройстве подстанции и на стороне 10 кВ для проверки аппаратов, размещаемых в ЗРУ подстанции.

Выбраны электрические аппараты, устанавливаемые как открытым распределительном устройстве подстанции на стороне 110 кВ (высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока), так и в закрытом распределительном устройстве на стороне 10 кВ (высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также жёсткие шины).

Все принятое к установке на ГПП оборудование прошло необходимые проверки.

Определены параметры системы защитного заземления, выбрано количество вертикальных заземлителей, которое позволяет обеспечить требуемое значение сопротивления контура заземления, а также параметры соединительной металлической полосы, связывающей отдельные вертикальные заземлители в единый контур.

Список используемой литературы

1. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2012. 106 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 15.07.2022).
4. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 17.07.2022).
5. Дайнеко В.А., Забелло Е.П., Прищепова Е.М. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: учебное пособие. М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. 333 с.
6. Данилов М.И. Романенко И.Г. Инженерные системы зданий и сооружений (электроснабжение с основами электротехники) [Электронный ресурс] : учебное пособие (курс лекций). Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. 223 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/63087.html> (дата обращения: 23.07.2022).
7. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.

8. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
10. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие. М: Инфра-Инженерия. 2018. 148 с.
11. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
12. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
13. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 16.05.2022).
15. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
16. Ушаков В.Я., Чубик П.С. Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политех. университета, 2015. 388 с.
17. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.

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