

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 Проектирование системы электроснабжения АО НПП «ЗКУ»

Обучающийся

А.А. Смыслов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

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

Тольятти 2023

Аннотация

Темой данной бакалаврской работы является «Проектирование системы электроснабжения АО НПП «ЗКУ»» и в ней рассмотрены все аспекты проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия от расчета электрических нагрузок до определения параметров системы защитного заземления на ГПП предприятия.

Приводится характеристика производства и выпускаемой на предприятии продукции, основные достижения и планы развития производства на будущее. Произведены расчеты среднесменных и расчетных нагрузок для каждого из цехов предприятия.

В качестве примера произведен подобный расчет затрат при установке на КТП предприятия трансформаторов различной мощности и устройств компенсации реактивной мощности, на основании которого сделан обоснованный выбор наиболее целесообразного варианта. Для остальных цехов предприятия расчеты выполнены по аналогичной методике. Исходя из максимальных нагрузок в целом по предприятию, его удаленности от подстанции энергосистемы, а также от имеющихся на подстанции уровнях напряжения определено целесообразное напряжение системы внешнего электроснабжения предприятия.

Произведено сравнение технико-экономических показателей двух вариантов установки на ГПП трансформаторов различной мощности, определены значения потерь электрической энергии в них на каждой из ступеней годового графика нагрузки.

Выполнен расчет токов металлического трехфазного КЗ и его ударного значения на сторонах ВН и НН ГПП, выбрано и проверено основное электрооборудование подстанции. Выполнен расчет системы заземления на ГПП предприятия.

ВКР состоит из записки объемом 65 страниц, включающей в себя 4 таблицы и 2 рисунка. Графическая часть выполнена в виде 6 чертежей А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика выпускаемой продукции и промышленного производства	6
2 Расчет значений максимальной нагрузки по каждому из цехов предприятия	9
3 Определение количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховых КТП	15
3.1 Вариант А с установкой на подстанции двух трансформаторов по 160 кВА	16
3.2 Вариант Б с установкой на подстанции двух трансформаторов по 250 кВА	21
4 Определение требуемой номинальной полной мощности на трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия	26
4.1 Вариант размещения на ГПП предприятия трансформаторов мощностью 10 МВА.....	28
4.2 Вариант размещения на ГПП предприятия трансформаторов мощностью 16 МВА.....	32
5 Определение значений токов коротких замыканий	36
5.1 Расчет токов короткого замыкания в первой расчетной точке	38
5.2 Расчет токов короткого замыкания во второй расчетной точке	39
6 Определение параметров основного электрического оборудования на главной понизительной подстанции	41
6.1 На стороне подстанции с номинальным напряжением 110 кВ.....	41
6.1.1 Выбор и проверка элегазовых выключателей.....	41
6.1.2 Выбор и проверка разъединителей	44
6.1.3 Выбор трансформаторов тока.....	45
6.1.4 Выбор гибких шин на подстанции.....	48
6.2 На стороне подстанции с номинальным напряжением 10 кВ.....	50
6.2.1 Выбор и проверка вакуумных выключателей.....	50

6.2.2 Выбор трансформаторов тока.....	53
6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	56
6.2.4 Выбор жестких шин в комплектном распределительном устройстве 10 кВ	57
Заключение	61
Список используемой литературы	63

Введение

Система электроснабжения на промышленном предприятии является частным случаем электроэнергетической системы и имеет свои особенности, в частности в ней как правило применяются более низкие уровни напряжения, чем при передаче электроэнергии на большие расстояния. Используются более простые электрические аппараты и виды релейной защиты и автоматики, но вместе с тем сложность этой системы обуславливается большим количеством связей, установленной коммутационной аппаратуры и электроприемников, задействованных в технологическом процессе. При этом возрастает риск непреднамеренного воздействия на систему, который может привести к повреждению отдельных ее элементов, при этом необходимо сохранять работоспособность большей части системы электроснабжения в соответствии с заданными требованиями к надежности ее функционирования. При этом технологическая связь различных электроприемников влияет на требования к надежности всей системы электроснабжения, кроме того многие электроприемники могут сами являться источниками кондуктивных помех, передающихся по проводам сети и оказывать влияние на работу чувствительных к помехам электроприемников, если и не приводя к выходу их из строя, но вызывая сокращение срока их эксплуатации и порчу выпускаемой продукции [1, 2].

Предприятия могут условно быть поделены на крупные средние и малые, что обуславливает некоторые особенности в построении схем внутризаводского электроснабжения, уровней применяемого на предприятии напряжения, единичной мощности трансформаторов и т.д. Кроме того, на систему электроснабжения влияет отрасль промышленности, к которой относится предприятие, выпускаемая продукция и ряд других факторов [3, 4].

Целью работы является разработка системы электроснабжения промышленного предприятия, способной обеспечить заданные требования к надежности электроснабжения потребителей при минимальных затратах.

1 Характеристика выпускаемой продукции и промышленного производства

АО НПП «ЗКУ» имеет современный парк промышленного оборудования способный выпускать широкий ряд продукции, основу которой составляют компрессорные установки и промышленные вентиляторы и воздуходувки, обладающие одними из лучших по сравнению с аналогами характеристик и высокий класс эффективности энергопотребления.

Компрессор винтовой воздушный это современный и высокотехнологичный агрегат для сжатия воздуха до определенного давления. Сжатие воздуха в них осуществляется за счет вращения противоположных роторов винтового блока. Предприятие является одним из крупных производителей винтовых компрессоров и постоянно совершенствуют свою продукцию, делает ее все более эффективной, надежной и отказоустойчивой.

Винтовые компрессоры производятся с использованием комплектующих ведущих европейских производителей. Винтовые компрессорные блоки фирм GHH-RAND, ROTORCOMP, AERZEN. Электродвигатели фирмы SIEMENS. Контроллеры фирмы СМС. Встроенные частотные преобразователи фирм SIEMENS и DANFOSS. Компрессоры, выпускаемые предприятием, характеризуются:

- «высокой надежностью и ресурсностью;
- высокой производительностью при экономичном энергопотреблении;
- высокой стойкостью к перегрузкам;
- низким остаточным содержанием в сжатом воздухе» [6];
- простотой установки и наладки;
- простотой и низкими материальными затратами на техническое обслуживание.

Кроме того, винтовой компрессор малой и средней производительности отличается высокой мобильностью. При необходимости его можно оперативно перемещать с места на место, встраивать в те или иные

производственные линии. Винтовые компрессоры оснащаются эффективной системой воздушного охлаждения. Нагреваемый работающими агрегатами воздух можно использовать повторно, к примеру, для обогрева помещений в холодное время года.

Нормальное, устремленное в будущее предприятие как одно из мероприятий по техническому перевооружению вполне может рассмотреть установку винтовых компрессоров у себя на производстве. Использование именно винтовых компрессоров наделяют выпускаемые заводом модульные компрессорные станции рядом неоспоримых преимуществ:

- Энегоэффективность. Мощность расходуется только на сжатие воздуха, а не создание шума и вибраций. Низкие пусковые токи до предела снижают требования к питанию. Кроме того, компрессор способен подстраиваться под потребление и не тратить электроэнергию впустую.
- Надежность. Конструкция винтового компрессора в принципе удачна. Минимум трения, принудительная смазка, охлаждение, микропроцессорное управление - они практически не требуют обслуживания и уж точно не станут причиной остановки производства.
- Чистота воздуха. Он минимум в 5 раз чище по сравнению с поршневыми насосами. Если чистота воздуха для вашего производства принципиальна - то модульная компрессорная станция - ваш естественный выбор.
- Использование столь эффективных агрегатов позволяет получить потребителям ряд неоспоримых преимуществ при выборе модульных станций, выпускаемых предприятием:
- Скорость поставки. Предприятие поставляет полностью готовые компрессорные станции. Комплектация и пусконаладка уже проведена, все готово к запуску в день прибытия станции на предприятие заказчика.

- Установка такой станции является экономичным решением. Нет затрат на капитальное строительство, не требуется дорогостоящий фундамент. Полностью отсутствуют затраты на проектные и монтажные работы. Не нужен обслуживающий персонал.
- Мобильность и эргономика. Предприятие комплектует станции внутри обычного контейнера. Он удобен и дешев в доставке, компактный размер позволит эффективно использовать пространство и установить источник воздуха именно там, где от требуется.
- Индивидуальная комплектация. Базовые решения широко применяются во всех отраслях промышленности. Но предприятие готово выполнить любые особые требования, комплектуя станцию под требования заказчика и вместе с ним находя оптимальное решение. Будучи крупнейшими производителями и поставщиками, предприятие может обеспечить конкурентоспособные цены и качество поставляемой продукции.

Выводы.

В разделе приводится описание выпускаемой продукции, описаны ее технические характеристики и конкурентные преимущества, которые позволяют обеспечить конкурентоспособные цены и качество всей поставляемой продукции, расширенные гарантийные обязательства.

2 Расчет значений максимальной нагрузки по каждому из цехов предприятия

Определение расчётной нагрузки по каждому из цехов предприятия производилось в соответствии с «Указаниями по расчету электрических нагрузок», приведёнными как в нормативных документах, так и учебной литературе, в том числе и изданной на кафедре электроснабжения и электротехники ТГУ [5, 6].

Поскольку расчет выполняем укрупненно по цехам промышленного предприятия, то исходными данными служили сведения о суммарной номинальной мощности электроприемников каждого из цехов, зданий предприятия и производственных корпусов предприятия, а также эффективном числе электроприемников, расположенных в этих корпусах. По имеющимся справочным данным определяли значения коэффициента мощности и коэффициента использования для каждого из цехов в зависимости от его функционального назначения и выполняемых в нём работ, полученные результаты расчётов заносились в итоговую таблицу.

«Групповой коэффициент использования для строки итога по предприятию находим из выражения» [5]:

$$K_{И.ГР} = \frac{\sum P_{СМ}}{\sum P_{Н.Σ}} \quad (1)$$

где « $\sum P_{СМ}$ - среднесменная активная мощность группы ЭП,

$\sum P_{Н.Σ}$ - номинальная мощность группы ЭП» [5].

«Среднесменная активная и реактивная мощность по каждому из цехов завода определяется как» [5]:

$$P_{СМ} = K_{И} \cdot P_{Н.Σ}, \quad (2)$$

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot tg \varphi, \quad (3)$$

где « K_{II} - справочное значение коэффициента использования для группы однотипных электроприемников» [5];

$tg \varphi$ - значение коэффициента мощности, определяющее процентное соотношение потребления активной и реактивной мощности электроприемниками данной группы.

«Групповое значение коэффициента мощности для строчки итога по предприятию находим из выражения» [5]:

$$tg \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_{CM}}{\sum P_{CM}} \quad (4)$$

На основании полученных расчетным путем значений суммарных среднесменных активной и реактивной мощности для каждого производственного цеха или корпуса предприятия, а так же справочных таблиц или номограмм, соответствующих постоянной времени нагрева для шин низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций, определялись справочные значения коэффициента максимума путём умножения на которые были получены расчётные значения активной мощности. Расчётные значения реактивной мощности были приняты в зависимости от эффективного числа электроприемников либо равными среднесменным, либо при эффективном числе электроприемников меньше 10 равными среднесменному значению реактивной мощности, умноженному на 1,1.

«Значения расчетной активной и реактивной нагрузки по каждому из цехов завода определяем из выражений» [5]:

$$P_P = K_M \cdot \sum P_{CM}; \quad (5)$$

$$Q_P = \sum Q_{CM} - \text{при } n_{\text{Э}} > 10; \quad (6)$$

$$Q_P = 1.1 \cdot \sum Q_{CM} - \text{при } n_{\text{Э}} \leq 10. \quad (7)$$

Из расчётных значений активной и реактивной мощности определялось значение расчётной полной мощности путём возведения в квадрат активного и реактивного значений, их сложения и последующего извлечения корня из полученного суммарного значения:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (8)$$

Зная полную расчетную мощность и значение номинального напряжения, которое для каждого из цехов принимается равным 0,4 кВ определяем расчетное значение силы тока на стороне НН для каждого из цехов:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (9)$$

где « U_H – номинальное напряжение» [5].

«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» [5].

Для получения итоговых значений мощности на шинах низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия производится

сложение полученных расчетным путем значений активной и реактивной среднесменных и расчётных мощностей низковольтных электроприемников и высоковольтных электроприемников. Полученные расчетные значения заносятся вместе со справочными данными в таблицу 1. Расчётные значения мощности в дальнейшем будут использоваться как для выбора электрических аппаратов и проводников, так и для определения необходимой мощности силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции предприятия, для этой цели будет произведен учёт потерь мощности в трансформаторах и мощности сторонней нагрузки потребляемой от ГПП.

Выводы по разделу.

Исходя из известных суммарных номинальных мощностей по цехам и корпусам предприятия, а также справочных значений средних коэффициентов использования и коэффициентов мощности, определены значения среднесменных нагрузок и расчётных значений активной и реактивной нагрузки.

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

Порядковый номер цеха	P_n , кВт	$P_{н.э.}$, кВт	n_3	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	937	66,93	14	0,16	0,57	1,44	149,92	216,11	1,95	292,34	216,11	363,55
2	1788	223,50	8	0,32	0,63	1,23	572,16	705,30	1,54	881,13	705,30	1128,64
3	3054	122,16	25	0,14	0,62	1,27	427,56	541,07	1,6	684,10	541,07	872,21
4	4044	144,43	28	0,16	0,63	1,23	647,04	797,60	1,35	873,50	877,36	1238,05
5	1465	56,35	26	0,55	0,74	0,91	805,75	732,37	1,16	934,67	732,37	1187,42
6	748	57,54	13	0,74	0,86	0,59	553,52	328,44	1,17	647,62	361,28	741,58
7	738	105,43	7	0,61	0,78	0,80	450,18	361,17	1,28	576,23	397,29	699,91
8	2307	72,09	32	0,78	0,74	0,91	1799,5	1635,58	1,02	1835,45	1799,14	2570,17
9	2438	18,19	134	0,34	0,66	1,14	828,92	943,54	1,03	853,79	1037,90	1343,94
10	2033	13,38	152	0,39	0,47	1,88	792,87	1489,02	1,03	816,66	1637,92	1830,22
11	3457	72,02	48	0,17	0,54	1,56	587,69	916,00	1,11	652,34	1007,60	1200,33

Продолжение таблицы 1

Порядковый номер цеха	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
12	218	14,53	15	0,74	0,54	1,56	161,32	251,44	1,11	179,07	276,58	329,49
13	73	6,08	12	0,41	0,65	1,17	29,93	34,99	1,38	41,30	38,49	56,46
14	3232	57,71	56	0,47	0,62	1,27	1519	1922,33	1,08	1640,56	2114,56	2676,34
15	398	18,09	22	0,35	0,64	1,20	139,3	167,24	1,24	172,73	183,97	252,35
16	2737	26,07	105	0,21	0,55	1,52	574,77	872,78	1,13	649,49	960,06	1159,11
Итого по ЭП 0,4 кВ	29667	6,08...223,5	697	0,34	-	1,19	10039	11914,97	-	11730,97	12886,98	17426,71
7	6400	1600	4	0,65	0,88	-0,54	4160	-2245,33	1,15	4784,00	-2245,33	5284,71
Итого по ЭП 6-10 кВ	6400	630...1250	4	0,65	-	-0,54	4160	-2245,33	-	4784,00	-2245,33	5284,71
Общие результаты по предприятию	36067	6,08...1600	701	0,39	-	0,68	14199	9669,641	-	16515	10641,7	19646,61

3 Определение количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховых КТП

«ТП в зависимости от конструкции и степени защиты от воздействия окружающей среды, делятся на два вида» [7]:

- стационарные трансформаторные подстанции, которые сооружаются внутри заранее построенного здания или на специально огороженной территории и собираются из отдельных комплектующих силами электротехнического персонала предприятия или подрядной организации;
- комплектные трансформаторные подстанции. Могут иметь собственное модульное здание или другую конструкцию, выполненную уже на предприятии-изготовителе и крупными блоками привозимую на место монтажа, при этом подстанция уже укомплектована всем необходимым оборудованием, средствами защиты и автоматики, соединительные элементы уже отрезаны в размер и имеют необходимые отверстия, а выбранное оборудование рассчитано на максимально возможные токи коротких замыканий. «Все коммутационно защитные аппараты (автоматические воздушные выключатели) устанавливаются на выкатных тележках. Подстанции этого вида позволяют быстро менять аппараты, что увеличивает оперативность ремонтов и сокращает время простоя подстанции во время ремонта» [7-9].

Далее выполняем расчёты потерь активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах КТП, а также годовые потери электроэнергии, произведем обоснование необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности и выбор их реактивной ёмкости. Подробное описание расчётов приведём для корпуса номер 15, для остальных производственных корпусов и вспомогательных цехов расчёты производим аналогично, а в итоговой таблице представим только окончательные расчётные значения.

«Номинальную мощность силового трансформатора КТП находим по» [9]:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (10)$$

$$S_{HT} > \frac{172.7}{0,7 \cdot 2} = 123 \text{ кВА.}$$

где « K_3 - коэффициент загрузки,

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

N_T - число трансформаторов на ТП» [9].

Определённое по формуле расчётным путём значение округляем в большую сторону до ближайшей стандартно выпускаемой мощности цеховых трансформаторов необходимого исполнения, которой является 160 кВА для одного трансформатора при установке в КТП двух трансформаторов с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

3.1 Вариант А с установкой на подстанции двух трансформаторов по 160 кВА

«Исходя из опубликованных на сайте характеристик выпускаемых производителем силовых трансформаторов серии ТМГ определяем исходные данные, необходимые для последующих расчетов» [9]. Потери в режимах ХХ и КЗ соответственно $\Delta P_{XX} = 0.41 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 2.58 \text{ кВт}$, величину тока при работе СТ на холостом ходу, как процентное значение от номинальной величины $i_{XX} = 1.5 \%$, напряжение короткого замыкания из опыта с закороченной вторичной обмоткой и током в обмотке равном номинальному $u_{K3} = 4.55 \%$, стоимости силового трансформатора $K_T = 144.7 \text{ тыс. руб.}$.

Находим значение потерь в трансформаторах основываясь на паспортных данных потерь в различных режимах работы, коэффициенте загрузки и количестве установленных трансформаторов [9]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (11)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.41 + 0.7^2 \cdot 2.58) = 3.35 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (12)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.5 + 0.7^2 \cdot 4.55) \cdot \frac{160}{100} = 11.93 \text{ квар.}$$

«Определим расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ» [9]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (13)$$

$$P_p = 172.7 + 3.35 = 176.1 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (14)$$

$$Q_p = 184 + 11.93 = 195.9 \text{ квар.}$$

«Реактивную мощность в период минимальных нагрузок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (15)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 195.9 = 98 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности в период максимальных нагрузок в ЭЭС найдем как» [9]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (16)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 195.9 - 0.7 \cdot 0 = 195.9 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (17)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 176.1 = 49.3 \text{ квар}.$$

Коэффициент нормативного значения потребления реактивной мощности принимаем в расчётах равным $\alpha = 0,28$, а реактивная мощность синхронных двигателей, установленных в производственных цехах на номинальное напряжение 0,4 В согласно имеющимся исходным данным составляет $Q_{\text{СД}} = 0$ квар.

Из найденных по двум формулам значений выбираем наименьшее, которое и принимает в качестве расчётного $Q_{\text{э1}} = 49.3 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразные значения реактивной мощности в часы минимальных нагрузок находим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (18)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 98 - (195.9 - 49.3) = -48.6 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (19)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 98 + 0 = 98 \text{ квар};$$

Из-за снижения в ночные часы потребления электрической энергии и соответственно мощности наблюдается повышение уровня напряжения в системе, поэтому в дальнейших вычислениях используют максимальное из двух найденных значений $Q_{\text{э2}} = 98 \text{ квар}$.

«Суммарное значение мощности конденсаторных установок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}}, \quad (20)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 195.9 - 49.3 = 176 \text{ квар}.$$

Определим мощность конденсаторных установок, включенных на постоянную работу и не нуждающихся в регулировке:

$$Q_{кв\ min} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (21)$$

$$Q_{кв\ min} = 98 - 98 = 0.$$

Нулевое расчётное значение говорит о необходимости применения регулируемых конденсаторных установок, причём их мощность в течение суток должна регулироваться от нулевого значения до максимальной номинальной мощности.

«Величина реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ» [9]:

$$Q_{\varepsilon H} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (22)$$

$$Q_{\varepsilon H} = 49.3 - (195.9 - 184) = 37.4 \text{ квар}.$$

«Величина реактивной мощности, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ определим по формуле» [9]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (23)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 160)^2 - 172.7^2} = 142.6 \text{ квар},$$

$$Q_{КВН} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (24)$$

$$Q_{КВН} = 184 - 142.6 = 41.3 < 50 \text{ квар} ,$$

$$Q_{КВВ} = Q_{KV \max} - Q_{КВН}, \quad (25)$$

$$Q_{КВВ} = 176 - 41.3 = 134.6 < 800 \text{ квар} .$$

«Полученные расчётные значения необходимой мощности конденсаторных установок для установки на сторонах низкого и высокого

напряжения трансформаторной подстанции не превышают пороговых значений $Q_{KVH} < 50$ квар и $Q_{KVВ} < 800$ квар соответственно» [9]. Таким образом, установка средств компенсации на данной трансформаторной подстанции является нецелесообразной. При расчёте приведённых затрат на ТП учитывается только стоимость силовых трансформаторов мощностью 160 кВА.

«Продолжительность периода максимальных потерь найдем по выражению» [9]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P , \quad (26)$$

где « T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы» [9].

$$\tau = \left(0.124 + \frac{4686}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3076.5 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь в режиме XX в СТ находится как» [9]:

$$C_{XX} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P , \quad (27)$$

где « α - плата за мощность,

β - плата за электроэнергию» [9];

$$C_{XX} = \left(\frac{632.82 \cdot 12}{4686} + 1.484 \right) \cdot 8760 = 27.195 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Удельная стоимость потерь в режиме КЗ в СТ находится как» [9]:

$$C_{K3} = \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau , \quad (28)$$

где τ - продолжительность периода максимальных потерь в течении года;

$$C_{K3} = \left(\frac{632.82 \cdot 12}{4686} + 1.484 \right) \cdot 3076.5 = 9.551 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе подстанции за один год его работы с учётом продолжительности его функционирования как в режиме холостого хода, так и под нагрузкой:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (29)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 27.195 \cdot 0.41 + 9.551 \cdot 0.7^2 \cdot 2.58 = 23.224 \text{ тыс.руб.}$$

«Итоговое значение приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами найдем из выражения» [9]:

$$Z_{KTP} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (30)$$

$$Z_{KTP} = 0.223 \cdot (144.7 \cdot 2) + (23.224 \cdot 2) = 110.985 \text{ тыс.руб.}$$

3.2 Вариант Б с установкой на подстанции двух трансформаторов по 250 кВА

«Исходя из опубликованных на сайте характеристик выпускаемых производителем силовых трансформаторов серии ТМГ определяем исходные данные, необходимые для последующих расчетов» [9]. Потери

$$\Delta P_{XX} = 0.57 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{K3} = 3.65 \text{ кВт}, \quad i_{XX} = 1.2 \% , \quad u_{K3} = 4.55 \% , \\ K_T = 192.8 \text{ тыс. руб} .$$

Находим значение потерь в трансформаторах основываясь на паспортных данных потерь в различных режимах работы, коэффициенте загрузки и количестве установленных трансформаторов:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (31)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.57 + 0.7^2 \cdot 3.65) = 4.72 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (32)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.2 + 0.7^2 \cdot 4.55) \cdot \frac{250}{100} = 17.15 \text{ квар}.$$

«Определим расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ» [9]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (33)$$

$$P_p = 172.7 + 4.72 = 177.4 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (34)$$

$$Q_p = 184 + 17.15 = 201.1 \text{ квар}.$$

«Реактивную мощность в период минимальных нагрузок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (35)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 201.1 = 100.6 \text{ квар}.$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности в период максимальных нагрузок в ЭЭС найдем как» [9]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (36)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 201.1 - 0.7 \cdot 0 = 201.1 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (37)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 177.4 = 49.7 \text{ квар.}$$

Коэффициент нормативного значения потребления реактивной мощности принимаем в расчётах равным $\alpha = 0,28$, а реактивная мощность синхронных двигателей, установленных в производственных цехах на номинальное напряжение 0,4 В согласно имеющимся исходным данным составляет $Q_{\text{СД}} = 0$ квар.

Из найденных по двум формулам значений выбираем наименьшее, которое и принимает в качестве расчётного $Q_{\text{э1}} = 49.7 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразные значения реактивной мощности в часы минимальных нагрузок находим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кд}} = Q_{\text{min}} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (38)$$

$$Q_{\text{э2,в}} = 100.6 - (201.1 - 49.7) = -50.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (39)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 100.6 + 0 = 100.6 \text{ квар.}$$

Из-за снижения в ночные часы потребления электрической энергии и соответственно мощности наблюдается повышение уровня напряжения в системе, поэтому в дальнейших вычислениях используют максимальное из двух найденных значений $Q_{\text{э2}} = 100.6 \text{ квар.}$

«Суммарное значение мощности конденсаторных установок определим по формуле» [9]:

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}}, \quad (40)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot 201.1 - 49.7 = 181.6 \text{ квар.}$$

Определим мощность конденсаторных установок, включенных на постоянную работу и не нуждающихся в регулировке:

$$Q_{кв\ min} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (41)$$

$$Q_{кв\ min} = 100.6 - 100.6 = 0.$$

Нулевое расчётное значение говорит о необходимости применения регулируемых конденсаторных установок, причём их мощность в течение суток должна регулироваться от нулевого значения до максимальной номинальной мощности.

«Величина реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ» [9]:

$$Q_{\varepsilon H} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (42)$$

$$Q_{\varepsilon H} = 49.7 - (201.1 - 184) = 32.5 \text{ квар}.$$

«Величина реактивной мощности, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ определим по формуле» [9]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (43)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 250)^2 - 172.7^2} = 304.4 \text{ квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (44)$$

$$Q_{KVH} = 184 - 304.4 = -120.4 < 50 \text{ квар},$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV\ max} - Q_{KVH}, \quad (45)$$

$$Q_{KVB} = 181.6 + 0 = 181.6 < 800 \text{ квар}.$$

«Полученные расчётные значения необходимой мощности конденсаторных установок для установки на сторонах низкого и высокого напряжения трансформаторной подстанции не превышают пороговых

значений $Q_{KVH} < 50$ квар и $Q_{KVB} < 800$ квар соответственно» [9]. Таким образом, установка средств компенсации на данной трансформаторной подстанции является нецелесообразной. При расчёте приведённых затрат на ТП учитывается только стоимость силовых трансформаторов мощностью 250 кВА.

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе подстанции за один год его работы с учётом продолжительности его функционирования как в режиме холостого хода, так и под нагрузкой:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{KЗ} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{KЗ} , \quad (46)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 27.195 \cdot 0.57 + 9.551 \cdot 0.7^2 \cdot 3.65 = 32.583 \text{ тыс.руб.}$$

«Итоговое значение приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами найдем из выражения» [9]:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (47)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (192.8 \cdot 2) + (32.583 \cdot 2) = 151.155 \text{ тыс.руб.}$$

По результатам расчетов в обоих вариантах установки силовых трансформаторах в КТП, питающей цех №15 отсутствует необходимость в установке устройств компенсации реактивной мощности и приведенные зарыты на установку складываются только из затрат на сами трансформаторы и стоимости потерь в них электрической энергии.

По результатам расчетов в варианте Б затраты составили 151 тыс. руб. против 110 тыс. руб. в варианте А с двумя СТ по 160 кВА, который окончательно и выбираем для установки.

Компенсация РМ в данном случае является нецелесообразной ввиду очень низких расчетных значений мощности компенсации.

4 Определение требуемой номинальной полной мощности на трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия

«Рациональное напряжение питания завода находим как» [10]:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PI}}, \quad (48)$$

где « L - длина линии,

P_{PI} - суммарная активная мощность по предприятию» [10];

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{8.5 + 0.016 \cdot 16515} = 72 \text{ кВ},$$

«Суммарное потребление активной мощности на шинах низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия получаем путём сложения активных мощностей высоковольтных электроприемников, низковольтной нагрузки по предприятию, а также мощности сторонних потребителей, подключенных к данной подстанции» [10]:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{СТОР}, \quad (49)$$

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

P_{PB} - нагрузка на стороне ВН,

$P_{СТОР}$ - нагрузка сторонних потребителей» [10].

$$P_{PI} = 11730.97 + 4784 + 0 = 16515 \text{ кВт.}$$

«Величина полной расчетной нагрузки по предприятию определяется» [10]:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (50)$$

$$S_{PI} = \sqrt{16515^2 + 4129^2} = 17023 \text{ кВА},$$

«Величина расчетной реактивной нагрузки предприятия находится как» [10]:

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (51)$$

$$Q_{ЭСi} = 16515 \cdot 0.25 = 4129 \text{ квар.}$$

Согласно правилам устройства электроустановок для питания потребителей 1 и 2 категории по надежности электроснабжения следует применять два независимых источника питания, которыми в условиях данного промышленного предприятия являются силовые трансформаторы главной понизительной подстанции, получающие питание по двум независимым линиям от подстанции энергосистемы. Мощность данных трансформаторов определяется с учётом процентного соотношения потребителей 1 и 2 категории к остальной нагрузке предприятия [11, 12]:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PI} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (52)$$

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

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки» [10].

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 17023 \cdot \frac{1}{1,4} = 9727 \text{ кВА.}$$

Для технико-экономического сравнения выбираем к установке на главной понизительной подстанции предприятия два силовых трансформатора с напряжением на стороне высокого напряжения 110 кВ, как наиболее рациональное, определённое расчётным путём и имеющее

техническую возможность для подключения от подстанции энергосистемы. Согласно определения расчётной мощности выбираем для рассмотрения два варианта установки силовых трансформаторов различной мощности, при этом в первом варианте принимаем трансформаторы мощностью 10 МВА, а во втором варианте трансформаторы мощностью 16 МВА. По стороне низкого напряжения принимаем значение номинального напряжения равным 10 кВ, как обладающее меньшими потерями по сравнению с напряжением 6 кВ.

4.1 Вариант размещения на ГПП предприятия трансформаторов мощностью 10 МВА

Для принятого к рассмотрению силового трансформатора мощностью 10 МВА с напряжением на стороне ВН 110 кВ и на стороне НН 10 кВ определяем по данным завода-изготовителя опубликованным на интернет сайте технические характеристики, в которые входят потери активной мощности при работе силового трансформатора в режиме холостого хода и в режиме КЗ, определённое по результатам испытания напряжение короткого замыкания в процентах от номинального и ток холостого хода трансформатора при работе его без нагрузки, стоимость за единицу:

- $\Delta P_{XX} = 14.3 \text{ кВт}$,
- $\Delta P_{КЗ} = 58.1 \text{ кВт}$,
- $i_{XX} = 0.92 \%$,
- $u_{КЗ} = 10.5 \%$,
- $K_T = 21043 \text{ тыс. руб.}$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме ХХ определим из выражения» [13]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (53)$$
$$\Delta P_x' = 14.3 + 0,05 \cdot 92 = 18.9 \text{ кВт},$$

«Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе находим исходя из данных о токе холостого хода и номинальной мощности трансформатора» [13]:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (54)$$

$$\Delta Q_x = 0.92 \cdot 10000 / 100 = 92 \text{ квар},$$

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

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ найдем как» [13]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (55)$$

$$\Delta Q_k = 10.5 \cdot 10000 / 100 = 1050 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{ин} \cdot \Delta Q_k, \quad (56)$$

$$\Delta P'_k = 58.1 + 0.05 \cdot 1050 = 110.6 \text{ кВт}.$$

В дальнейших расчетах будет использоваться значение коэффициента загрузки трансформатора, которое для повышения точности вычислений следует не принимать равным нормативному, а вычислять исходя из максимального значения годового графика нагрузки трансформаторной подстанции, причем полученное значение будет соответствовать режиму при отключении одного из трансформаторов [13]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (57)$$

где « $S_{нагр}$ - мощность, протекающая через трансформатор на максимальной по величине ступени годового графика нагрузки» [13].

$$K_3 = \frac{17023}{10000} = 1.702 .$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ» [13]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_k^{\dot{}} , \quad (58)$$

$$P_m^{\dot{}} = 18.9 + 1.702^2 \cdot 110.6 = 339.4 \text{ кВт.}$$

Для проведения дальнейших расчётов необходимо построить упорядоченный годовой график нагрузки подстанции (приведен на рисунке 1 для ГПП предприятия НПП «ЗКУ»), в условиях действующей подстанции промышленного предприятия данный график может быть построен по показаниям расчётных счётчиков потребления электрической энергии, полученные на протяжении измерений данные о мощности, усредняются на определённых временных интервалах и упорядочиваются в порядке убывания.

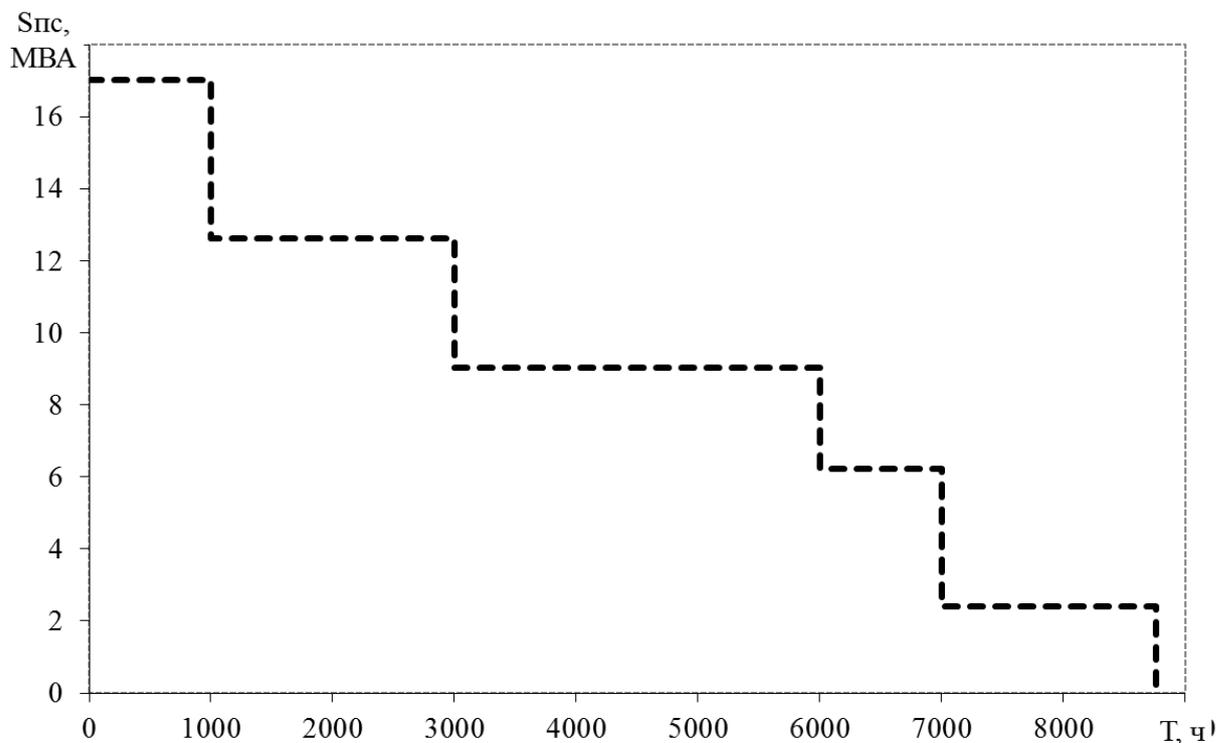


Рисунок 1 – Упорядоченные годовой график нагрузки ГПП предприятия НПП «ЗКУ»

Опираясь на полученные из графика сведения о продолжительности каждой его ступени и соответствующие ей мощности потребления на шинах низкого напряжения подстанции находим потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции. Определённые расчётным путём значения заносим в таблицу 2.

Таблица 2 - Потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции

i	S_{Bi} , MBA	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	17,023	1000	1,702	160250	37800
2	12,616	2000	1,262	176031	75600
3	9,023	3000	0,902	135060	113400
4	6,216	1000	0,622	21365	37800
5	2,406	1760	0,241	5635	66528
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 498341$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 331128$	

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{зв}^2 \cdot \Delta P'_к \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (59)$$

где « ΔW_x - потери в режиме XX,

ΔW_k - потери в режиме КЗ» [13].

«Рассчитаем стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия за один год» [13]:

$$I_{\Delta WTC} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (60)$$

$$I_{\Delta WTC} = (498341 + 331128) \cdot 3.104 = 2575 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП» [13]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta WTC}, \quad (61)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 42086.67 + 3956 + 2575 = 17052 \text{ тыс.руб.}$$

где « $K = 2 \cdot 21043.33 = 42086.67 \text{ тыс.руб.}$ – капиталовложения в покупку и установку на ГПП двух новых силовых трансформаторов мощностью по 10МВА каждый» [13];

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 42086.67 = 3956 \text{ тыс.руб.}$ – «годовые эксплуатационные издержки на поддержание силовых трансформаторов в работоспособном состоянии» [13].

4.2 Вариант размещения на ГПП предприятия трансформаторов мощностью 16 МВА

Для принятого к рассмотрению силового трансформатора мощностью 10 МВА с напряжением на стороне ВН 110 кВ и на стороне НН 16 кВ определяем по данным завода-изготовителя опубликованным на интернет сайте технические характеристики:

- $\Delta P_{XX} = 18.1 \text{ кВт},$
- $\Delta P_{K3} = 85.3 \text{ кВт},$
- $i_{XX} = 0.73 \%,$
- $u_{K3} = 10.5 \%,$
- $K_T = 25252 \text{ тыс. руб.}$

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [13]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (62)$$

$$\Delta P_x' = 18.1 + 0.05 \cdot 116.8 = 23.94 \text{ кВт},$$

«величину потерь реактивной мощности находим как процентное отношение тока холостого хода к полной мощности трансформатора» [13]:

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (63)$$

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

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

«Значение приведенных потерь активной мощности в СТ в режиме КЗ найдем как» [13]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (64)$$

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

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

$$\Delta P_k' = 85.3 + 0.05 \cdot 1680 = 169.3 \text{ кВт}.$$

В дальнейших расчетах будет использоваться значение коэффициента загрузки трансформатора, которое для повышения точности вычислений следует не принимать равным нормативному, а вычислять исходя из максимального значения годового графика нагрузки трансформаторной подстанции, причем полученное значение будет соответствовать режиму при отключении одного из трансформаторов [13]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (66)$$

$$K_3 = \frac{17023}{16000} = 1.064 .$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ» [13]:

$$P_m' = \Delta P_x' + K_3^2 \cdot \Delta P_k', \quad (67)$$

$$P_m = 23.94 + 1.064^2 \cdot 169.3 = 215.58 \text{ кВт.}$$

Опираясь на полученные из графика сведения о продолжительности каждой его ступени и соответствующие ей мощности потребления на шинах низкого напряжения подстанции находим потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции. Определённые расчётным путём значения заносим в таблицу 3.

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{зг}^2 \cdot \Delta P'_к \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (68)$$

Таблица 3 - Потери мощности и электрической энергии в СТ подстанции с номинальной мощностью 16 МВА единичного трансформатора

i	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	17,023	1000	1,064	95821	47880
2	12,616	2000	0,788	105257	95760
3	9,023	3000	0,564	80759	143640
4	6,216	1000	0,388	12775	47880
5	2,406	1760	0,150	3369	84269
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 297981$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 419429$	

«Определим стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия за один год» [13]:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (69)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (297981 + 419429) \cdot 3.104 = 2227 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП» [13]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (70)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 50504 + 4747 + 2227 = 19600 \text{ тыс.руб.}$$

где « $K = 2 \cdot 25252 = 50504 \text{ тыс.руб.}$ – капиталовложения в покупку и установку на ГПП двух новых силовых трансформаторов мощностью по 16МВА каждый» [13];

$$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 50504 = 4747 \text{ тыс.руб.} \quad - \quad \text{годовые}$$

эксплуатационные издержки на поддержание силовых трансформаторов в работоспособном состоянии.

Выводы по разделу.

По результатам проведенных расчетов потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП можно сделать вывод, что увеличение номинальной мощности силовых трансформаторов приводит к увеличению в них потерь холостого хода, но снижает потери короткого замыкания, при этом суммарное значение потерь в трансформаторе большей мощности почти на 16% меньше, что, однако не способно на горизонте в 5 лет повлиять на окупаемость более дорогого варианта. Выбираем для установки на главной понизительной подстанции, питающей производственные и вспомогательные цеха предприятия, а также административные здания и складские помещения вариант с минимальным значением приведенных затрат на установку двух трансформаторов типа ТДН-10000/110 с расчетной величиной приведенных затрат $Z_{прив} = 17052 \text{ тыс.руб.}$, т.к. он является наиболее экономичным по сравнению с вариантом установки на ГПП двух трансформаторов типа ТДН-16000/110 в котором затраты составляют $Z_{прив} = 19600 \text{ тыс.руб.}$, что на 15 % превышает затраты в первом варианте.

5 Определение значений токов коротких замыканий

«Перед выполнением расчетов необходимо составить две схемы (рисунок 2), на первой изображаются все элементы, по которым будет протекать ток короткого замыкания и которые в силу наличия собственного сопротивления способны на него повлиять, а на второй каждый из элементов представляется собственным сопротивлением, которое требуется определить при выполнении вычислений» [17].

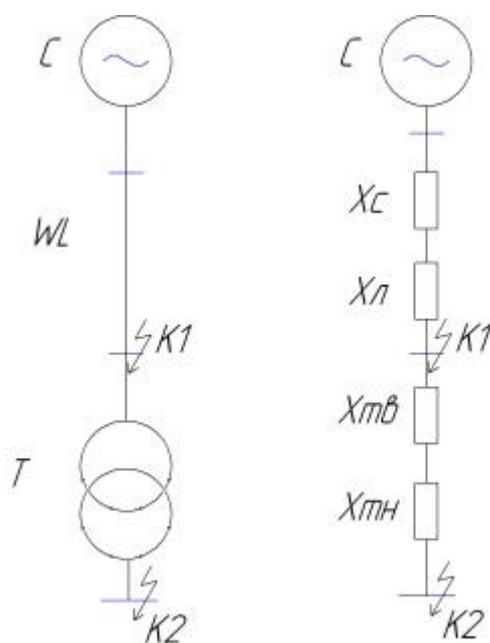


Рисунок 2 – Две схемы для определения токов короткого замыкания (расчетная схема и схема замещения)

Для определения токов короткого замыкания понадобятся сведения о питающей линии электропередачи, сечении её провода и протяженности, расчётное значение мощности короткого замыкания на стороне подстанции от питающей энергосистемы, а также паспортные данные принятых к установке на ГПП силовых трансформаторов.

Данные предоставляемые электроснабжающей организацией: величина средненоминального напряжения со стороны центра питания $U_{cp} = 115$ кВ;

базисная мощность $S_{\sigma} = 1000$ МВА; мощность короткого замыкания на стороне ВН со стороны питающей подстанции энергосистемы $S_{\kappa} = 2750$ МВА.

Погонное индуктивное сопротивление питающей высоковольтной линии электропередачи от подстанции энергосистеме принимаем равным $x_{y\delta} = 0,4$ Ом/км а расстояние от ПС ЭЭС до ГПП предприятия - $L = 8.5$ км.

Для определения внутреннего сопротивления выбранного силового трансформатора понадобятся следующие паспортные данные, это его номинальная полная мощность $S_{н} = 10$ МВА; напряжение короткого замыкания - $U_{\kappa} = 10.5$ %.

«Определяем сопротивление внешней системы как базисное значение мощности деленной на мощность короткого замыкания со стороны подстанции энергосистемы» [17]:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (71)$$

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{2750} = 0.364.$$

«Сопротивление ВЛ найдем из выражения» [17]:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{сн}^2}; \quad (72)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 8.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.129.$$

«Найдем значение сопротивления трансформатора ТДН-10000/110/10» [17]:

$$x_{T.\bar{\sigma}} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (73)$$

$$x_{T.\bar{\sigma}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10.5.$$

5.1 Расчет токов короткого замыкания в первой расчетной точке

«Найдем суммарное сопротивление цепи до точки КЗ» [17]:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{\sigma}} + x_{BЛ.\bar{\sigma}}; \quad (74)$$

$$x_{рез1} = 0.364 + 0.129 = 0.492.$$

Определяем базисный ток как значение базисной мощности, деленное на корень из трех и средненоминальное значение напряжения в расчетной точке [17]:

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (75)$$

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

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ определим как» [17]:

$$I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{рез1}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (76)$$

$$I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{1}{0.492} \cdot 5.02 = 10.2 \text{ кА};$$

«Ударный ток короткого замыкания найдем по формуле» [17]:

$$i_{yd.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(3)} \cdot \kappa_{yd}; \quad (77)$$

где κ_{yd} - «значение ударного коэффициента для расчетного значения соотношения суммарного активного и индуктивного сопротивлений участка сети» [17].

$$i_{yd.k1} = \sqrt{2} \cdot 10.2 \cdot 1.82 = 26.254 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет токов короткого замыкания во второй расчетной точке

«Найдем суммарное сопротивление цепи до точки КЗ» [17]:

$$x_{pez2} = x_{pez1} + x_{T.б}; \quad (78)$$

$$x_{pez2} = 0.492 + 10.5 = 10.992.$$

Определяем базисный ток как значение базисной мощности, деленное на корень из трех и средненоминальное значение напряжения в расчетной точке, которое принимается равным 10,5 кВ [17]:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (79)$$

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

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ определим как» [17]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{pez2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (80)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.992} \cdot 54.986 = 5.002 \text{ кА;}$$

«Ударный ток короткого замыкания найдем по формуле» [17]:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (81)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 5.002 \cdot 1.87 = 13.229 \text{ кА.}$$

«Полученные расчётные значения тока трехфазного металлического короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции, питающей предприятие заносим в таблицу 4» [17].

Таблица 4 – Итоговые данные по величинам токов КЗ на стороне с номинальным напряжением 110 кВ и 10 кВ главной понизительной подстанции

№ ТКЗ	$U_{сн}$, кВ	$\kappa_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	115	1,82	10,2	26,3
2	10,5	1,87	5	13,2

Выводы по разделу.

В результате проведенных расчетов определены действующие значения тока трехфазного короткого замыкания и амплитудного значения ударного тока на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия.

6 Определение параметров основного электрического оборудования на главной понизительной подстанции

6.1 На стороне подстанции с номинальным напряжением 110 кВ

6.1.1 Выбор и проверка элегазовых выключателей

Для предварительного рассмотрения выбираем выключатели в соответствии с номинальным напряжением в месте его предполагаемой установки, необходимыми конструктивными особенностями, а также учитывая опыт успешной эксплуатации подобных электрических аппаратов на других электросетевых объектах данного промышленного предприятия, таким образом предварительно принимаем высоковольтный выключатель ВГП-110-25/2500 УХЛ1.

Основными условиями выбора и проверки высоковольтного выключателя являются [18, 19]:

- соответствие номинального напряжения выбираемого электрического аппарата месту его предполагаемого размещения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (82)$$

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

- расчётное значение тока, длительно протекающего в месте установки электрического аппарата должно быть меньше номинального значения тока выбираемого аппарата:

$$I_{max} < I_n, \quad (83)$$

$$70 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

При выборе электрических аппаратов за расчётное значение принимается максимальный ток, который длительно может протекать по

элементам схемы в результате её изменения при коммутациях, вызванных ремонтными или аварийными изменениями в схеме:

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (84)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70 \text{ А};$$

– расчётное значение трехфазного тока короткого замыкания должно быть меньше номинальной отключающей способности выбранного коммутационного аппарата:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (85)$$

$$10.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (86)$$

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{пз}} + t_{\text{св}}$,

$t_{\text{пз}} = 0,01$ с. – время действия релейной защиты;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя;

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [15];

$$7.9 \text{ кА} \leq 14.8 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (87)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10.2 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.1}} = 7.9 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (88)$$

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

– электрический аппарат должен был проверен на электродинамическую стойкость, согласно проверочного условия паспортные данные аппарата по току по предельному сквозному току должны превышать расчётные значения трехфазного тока короткого замыкания и его ударного значения:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{пр.с}, \quad (89)$$

$$10.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (90)$$

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

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

$$26.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

– для выполнения проверки на термическую стойкость расчётное значение теплового импульса, определённое из расчётного значения тока короткого замыкания и длительности его протекания до отключения коммутационного аппарата должно быть меньше, чем значение, вычисленное по предельно допустимым параметрам установленным заводом-изготовителем:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (91)$$

$$21.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 68.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Намеченный первоначально высоковольтный выключатель ВГП-110-25/2500 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции.

6.1.2 Выбор и проверка разъединителей

Для предварительного рассмотрения выбираем разъединитель в соответствии с номинальным напряжением в месте его предполагаемой установки, необходимыми конструктивными особенностями, а также учитывая опыт успешной эксплуатации подобных электрических аппаратов на других электросетевых объектах данного промышленного предприятия, таким образом предварительно принимаем разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1.

«Разъединитель не только выбирается по номинальным параметрам сети в месте установки, но еще и проверяется на стойкость к негативному воздействию максимального тока короткого замыкания, который может возникнуть в точке КЗ:

- напряжение аппарата должно соответствовать напряжению электрической сети в его месте размещения» [18]:

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

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

- «максимальный ток послеаварийного режима не должен превышать номинального значения выбранного аппарата» [18]:

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

$$70 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- «аппарат должен обладать электродинамической стойкостью при протекании по нему ударного тока КЗ» [18]:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (94)$$

$$26.3 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА};$$

- «аппарат должен обладать термической стойкостью при протекании по нему максимального тока трехфазного короткого замыкания, продолжительностью, соответствующей времени его отключения коммутационным аппаратом» [18]:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (95)$$

$$21.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 68.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно принятый к рассмотрению для размещения в ОРУ подстанции предприятия разъединитель типа РГП-110/1250 прошел все необходимые проверки и подтвердил свою пригодность к установке и эксплуатации на подстанции.

6.1.3 Выбор трансформаторов тока

Для предварительного рассмотрения выбираем трансформатор тока в соответствии с номинальным напряжением в месте его предполагаемой установки, необходимыми конструктивными особенностями, а также учитывая опыт успешной эксплуатации подобных электрических аппаратов на других электросетевых объектах данного промышленного предприятия, таким образом предварительно принимаем трансформатор тока ТВТ-110-1-100/5.

«Трансформаторы тока не только выбираются по номинальным параметрам сети в месте установки, но еще и проверяются по величине нагрузки подключенных приборов во вторичные цепи и на стойкость к

негативному воздействию максимального тока короткого замыкания, который может возникнуть в точке КЗ:

- напряжение аппарата должно соответствовать напряжению электрической сети в его месте размещения» [18]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (96)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- «максимальной ток послеаварийного режима не должен превышать номинального значения выбранного аппарата» [18]:

$$I_{\max} \leq I_{н.т.т}, \quad (97)$$
$$70 \text{ А} \leq 100 \text{ А};$$

- «аппарат должен обладать электродинамической стойкостью при протекании по нему ударного тока КЗ» [18]:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (98)$$
$$26.3 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

- «аппарат должен обладать термической стойкостью при протекании по нему максимального тока трехфазного короткого замыкания, продолжительностью, соответствующей времени его отключения коммутационным аппаратом» [18]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (99)$$

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

$$21.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (100)$$

где « $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;
 Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [15].

при выполнении расчётов допустимо принимать полное сопротивление приближённо равным активному $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} , \quad (101)$$

Нагрузкой, получающей питание от измерительного трансформатора тока, расположенного на стороне высокого напряжения подстанции является амперметр с $S_{\text{ном}}$ равной 0,25 ВА. Исходя из мощности подключённых приборов и вторичного номинального тока определим сопротивление:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} , \quad (102)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.25}{5^2} = 0.01 \text{ Ом} .$$

«Максимальное значение допустимого сопротивление соединительных проводов во вторичных цепях ТТ будет равно» [18]:

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

где R_k – значение переходного сопротивления контактных соединений;

$$R_{np} = 1.2 - 0.01 - 0.1 = 1.09 \text{ Ом}.$$

«Зная сопротивление провода, определим соответствующее ему сечение медного проводника» [18]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (103)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

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

$$s = \frac{0.0175 \cdot 65}{1.09} = 1.044 \text{ мм}^2.$$

«Исходя из требований нормативных документов, предъявляемых к проводникам, принимаем провод с площадью жилы равной 2.5 мм²» [18].

«Выборный для установки в открытом распределительном устройстве подстанции трансформатор тока ТВТ-110-1-100/5 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции» [18].

6.1.4 Выбор гибких шин на подстанции

«В качестве гибкой ошиновки в открытом распределительном устройстве 110 кВ используются стальноалюминиевые провода» [18].

«Сечение провода по экономической плотности тока» [18]:

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_s}; \quad (104)$$

где j_s - значение экономической плотности тока, определяемой из правил устройства электроустановок.

$$s = \frac{50}{1} = 50 \text{ мм}^2.$$

Исходя из требований нормативных документов принимаем минимальное сечение проводника, разрешенное к применению в воздушных линиях напряжением 110 кВ равное 70 мм^2 с $I_{\text{до}} = 265 \text{ А}$.

«Наибольшая критическая напряженность электрического поля» [18]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (105)$$

где « r_0 – радиус провода, см;

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

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.57}} \right) = 34.7 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность электрического поля вблизи проводника определяется из выражения» [18]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (106)$$

где « U_n – линейное напряжение, кВ;

D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз» [15];

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{0.57 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{0.57}} = 25.3 \text{ кВ/м.}$$

«Проверяем выбранное сечение на соблюдение условия для отсутствия коронного разряда» [15]:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (107)$$

$$27.1 \text{ кВ/м} < 31.2 \text{ кВ/м.}$$

Выбранная гибкая ошиновка прошла необходимые проверки и может быть допущена к установке.

6.2 На стороне подстанции с номинальным напряжением 10 кВ

6.2.1 Выбор и проверка вакуумных выключателей

Для предварительного рассмотрения выбираем выключатели в соответствии с номинальным напряжением в месте его предполагаемой установки, необходимыми конструктивными особенностями, а также учитывая опыт успешной эксплуатации подобных электрических аппаратов на других электросетевых объектах данного промышленного предприятия, таким образом предварительно принимаем высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31.1/1600.

«Основными условиями выбора и проверки высоковольтного выключателя являются» [15]:

- соответствие номинального напряжения выбираемого электрического аппарата месту его предполагаемого размещения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (108)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- расчётное значение тока, длительно протекающего в месте установки электрического аппарата должно быть меньше номинального значения тока выбираемого аппарата:

$$I_{max} < I_n, \quad (109)$$

$$770 \text{ A} < 1600 \text{ A},$$

При выборе электрических аппаратов за расчётное значение принимается максимальный ток, который длительно может протекать по элементам схемы в результате её изменения при коммутациях, вызванных ремонтными или аварийными изменениями в схеме:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (110)$$

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

- расчётное значение трехфазного тока короткого замыкания должно быть меньше номинальной отключающей способности выбранного коммутационного аппарата:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (111)$$

$$5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (112)$$

$$4.2 \text{ кА} \leq 13.6 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (113)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.085}} = 4.2 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (114)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{48}{100} \right) \cdot 20 = 13.6 \text{ кА},$$

– электрический аппарат должен был проверен на электродинамическую стойкость, согласно проверочного условия паспортные данные аппарата по току по предельному сквозному току должны превышать расчётные значения трехфазного тока короткого замыкания и его ударного значения:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (115)$$

$$5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (116)$$

$$13.2 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

– для выполнения проверки на термическую стойкость расчётное значение теплового импульса, определённое из расчётного значения тока короткого замыкания и длительности его протекания до отключения коммутационного аппарата должно быть меньше, чем значение, вычисленное по предельно допустимым параметрам установленным заводом-изготовителем:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (117)$$

$$4.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«Намеченный первоначально высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31.1/1600 соответствует условиям эксплуатации и обладает

достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции» [15].

6.2.2 Выбор трансформаторов тока

Для предварительного рассмотрения выбираем трансформатор тока в соответствии с номинальным напряжением в месте его предполагаемой установки, необходимыми конструктивными особенностями, а также учитывая опыт успешной эксплуатации подобных электрических аппаратов на других электросетевых объектах данного промышленного предприятия, таким образом предварительно принимаем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5.

Принимаемые к установке измерительные трансформаторы тока на стороне низкого напряжения подстанции должны иметь характеристики равные или превышающие ряд установленных требований:

- соответствие номинального напряжения выбираемого электрического аппарата месту его предполагаемого размещения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (118)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- расчётное значение тока, длительно протекающего в месте установки электрического аппарата должно быть меньше номинального значения тока выбираемого аппарата:

$$I_{\max} \leq I_{н.т.т}, \quad (119)$$

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

- электрический аппарат должен был проверен на электродинамическую стойкость, согласно проверочного условия паспортные данные аппарата по току по предельному сквозному току

должны превышать расчётные значения трехфазного тока короткого замыкания и его ударного значения:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.см}}, \quad (120)$$

$$13.2 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- для выполнения проверки на термическую стойкость расчётное значение теплового импульса, определённое из расчётного значения тока короткого замыкания и длительности его протекания до отключения коммутационного аппарата должно быть меньше, чем значение, вычисленное по предельно допустимым параметрам установленным заводом-изготовителем:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (121)$$

$$4.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (122)$$

«при выполнении расчётов допустимо принимать полное сопротивление приближённо равным активному $Z_2 \approx R_2$ » [18]

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (123)$$

«Во вторичные цепи ТТ, устанавливаемого в водной ячейке подключаются: счетчик активной и реактивной эл. энергии; амперметр;

ваттметр и варметр с общей потребляемой мощностью равной 9 ВА. Определим их активное сопротивление» [18]:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (124)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{9}{5^2} = 0.36 \text{ Ом}.$$

«Максимальное значение допустимого сопротивление соединительных проводов во вторичных цепях ТТ будет равно» [18]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.36 - 0.1 = 0.74 \text{ Ом}.$$

«Зная сопротивление провода, определим соответствующее ему сечение медного проводника» [18]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (125)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.86} = 0.814 \text{ мм}^2.$$

«Исходя из требований нормативных документов, предъявляемых к проводникам, принимаем провод с площадью жилы равной 2.5 мм²» [18].

«Выбранный для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции.

По таким же критериям выбираем и проверяем ТТ на отходящих фидерах» [18].

6.2.3 Выбор трансформаторов напряжения

Для предварительного рассмотрения выбираем трансформаторы напряжения в соответствии с номинальным напряжением в месте их предполагаемой установки, необходимыми конструктивными особенностями, а также учитывая опыт успешной эксплуатации подобных электрических аппаратов на других электросетевых объектах данного промышленного предприятия, таким образом предварительно принимаем трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10.

«Принимаемые к установке измерительные трансформаторы напряжения должны иметь характеристики равные или превышающие ряд установленных требований:

- номинальное напряжение аппарата должно быть равно номинальному напряжению электрической сети в месте его установки» [8]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (126)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности должен соответствовать целям измерения и требованиям, предъявляемым системами, включенными во вторичные цепи;
- нагрузка приборов во вторичных цепях не должна превышать порогового значения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (127)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (128)$$

«Поскольку на одну секцию шин устанавливается один измерительный трансформатор напряжения и к нему подключаются все приборы, требующие измерения напряжения в сети, то ко вторичной нагрузке ТН относятся

счетчики активной и реактивной электроэнергии с суммарным значением активной мощности электропотребления 16 Вт и реактивной 6 вар» [8].

$$17 \text{ ВА} \leq 225 \text{ ВА} .$$

«Выбранный для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10 соответствует условиям эксплуатации и обладает достаточной устойчивостью к токам КЗ, а значит может быть принят к эксплуатации на реконструируемой подстанции» [8].

6.2.4 Выбор жестких шин в комплектном распределительном устройстве 10 кВ

«Определим сечение шин по экономической плотности тока» [18]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}} ; \quad (129)$$

$$s = \frac{550}{1} = 550 \text{ мм}^2 .$$

Из стандартного размерного ряда, выпускаемых промышленностью алюминиевых шин выбираем шины размером 60 мм x 10 мм, с $I_{\text{до}} = 1155 \text{ А}$.

«Минимальное сечение шины по условию термической стойкости» [18]:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T} , \quad (130)$$

где « C_T - температурный коэффициент» [18].

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{4.5} \cdot 10^3}{66} = 32.1 \text{ мм}^2 .$$

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

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\partial}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (131)$$

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_{ϕ} – коэффициент формы;

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

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13200^2 \cdot 1 \cdot 1 = 60.4 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины» [18]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (132)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.06^2}{6} = 6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника» [19]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (133)$$

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

$$\sigma_{\max} = \frac{60.4 \cdot 2}{8 \cdot 6 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 2.5 \text{ МПа}.$$

«Для проверки на электродинамическую устойчивость используется неравенство» [15]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (134)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое напряжение в материале шин» [20]:

$$2.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (135)$$

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

«Момент инерции поперечного сечения проводника» [18]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (136)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.06^3}{12} = 1.8 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Определяем частоту собственных колебаний выбранной шины при принятом расстоянии между креплениями изоляторов» [21]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (137)$$

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» [15];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.8 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 27.9 \text{ Гц}.$$

«При данной частоте колебаний шины условий для возникновения механического резонанса не возникает» [21]. Таким образом геометрические размеры проводников и расстояние между изоляторами могут быть применены в условиях данной подстанции.

Выводы.

Выполнен выбор основных аппаратов, устанавливаемых на стороне высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции, питающей предприятие. Выбраны высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также проводники и шины. Выбранные аппараты были проверены на устойчивость к негативному воздействию токов коротких замыканий, которые могут представлять опасность для целостности выбираемых аппаратов.

Заключение

Предприятие имеет современный парк промышленного оборудования способный выпускать широкий ряд продукции, основу которой составляют компрессорные установки и промышленные вентиляторы и воздуходувки. Приведено описание выпускаемой продукции, описаны ее технические характеристики и конкурентные преимущества, которые позволяют обеспечить конкурентоспособные цены и качество всей поставляемой продукции, расширенные гарантийные обязательства.

В работе были рассмотрены все аспекты проектирования системы электроснабжения производства по выпуску компрессорных установок от расчета электрических нагрузок до определения параметров системы защитного заземления на ГПП предприятия. Приводится описание выпускаемой продукции, описаны ее технические характеристики и конкурентные преимущества, которые позволяют обеспечить конкурентоспособные цены и качество всей поставляемой продукции, расширенные гарантийные обязательства.

Исходя из известных суммарных номинальных мощностей по цехам и корпусам предприятия, а также справочных значений средних коэффициентов использования и коэффициентов мощности, определены значения среднесменных нагрузок и расчетных значений активной и реактивной нагрузки, которые будут использованы в дальнейших расчетах как для выбора цеховых трансформаторов, так и для расчета номинальной мощности трансформаторов ГПП.

По результатам расчетов в обоих вариантах установки силовых трансформаторов в КТП, питающей цех №15 отсутствует необходимость в установке устройств компенсации реактивной мощности и приведенные зарыты на установку складываются только из затрат на сами трансформаторы и стоимости потерь в них электрической энергии. По результатам расчетов в

варианте Б затраты составили 151 тыс. руб. против 110 тыс. руб. в варианте А с двумя СТ по 160 кВА, который окончательно и выбираем для установки.

По результатам проведенных расчетов потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП можно сделать вывод, что увеличение номинальной мощности силовых трансформаторов приводит к увеличению в них потерь холостого хода, но снижает потери короткого замыкания, при этом суммарное значение потерь в трансформаторе большей мощности почти на 16% меньше, что, однако не способно на горизонте в 5 лет повлиять на окупаемость более дорогого варианта. Выбираем для установки на ГПП предприятия вариант с минимальным значением приведенных затрат на установку двух трансформаторов типа ТДН-10000/110 с расчетной величиной приведенных затрат $Z_{прив} = 17052 \text{ тыс.руб.}$, т.к. он является наиболее экономичным по сравнению с вариантом установки на ГПП двух трансформаторов типа ТДН-16000/110 в котором затраты составляют $Z_{прив} = 19600 \text{ тыс.руб.}$, что на 15 % превышает затраты в первом варианте.

В результате проведенных расчетов определены действующие значения тока трехфазного короткого замыкания и амплитудного значения ударного тока на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции предприятия.

Выполнен выбор основных аппаратов, устанавливаемых на стороне высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции, питающей предприятие. Выбраны высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также проводники и шины. Выбранные аппараты были проверены на устойчивость к негативному воздействию токов коротких замыканий, которые могут представлять опасность для целостности выбираемых аппаратов.

Список используемой литературы

1. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
2. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 08.012.2022).
3. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
4. 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: 05.01.2023).
5. 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: 25.01.2023).
6. 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.
7. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
8. 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.

9. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.

10. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.

11. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.

12. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.

13. Стандарт организации ОАО «Федеральная сетевая компания 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.

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

15. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.

16. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.

17. Danilova O.V., Belayeva I.Y. The power grid complex of Russia: From informatization to the strategy of digital network development // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. pp. 42-53.

18. Hase Y. Handbook of Power System Engineering. England: John Wiley & Sons, 2011. 401 p.
19. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.
20. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.
21. Usman M., Coppo M., Bignucolo F., Turri R., Cerretti, A. A novel methodology for the management of distribution network based on neutral losses allocation factors // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №1. pp. 613-622.