

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения механического
производства металлургического комбината»

Студент

Е.Г. Тихомиров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

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

(личная подпись)

« ____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа выполнена на тему «Реконструкция системы электроснабжения механического производства металлургического комбината».

В бакалаврской работе определены расчетные максимальные нагрузки всех цехов предприятия и найдена суммарная ожидаемая нагрузка предприятия. Выбраны марки силовых трансформаторов для цеховых трансформаторных подстанций и определено их необходимое количество и номинальная мощность с учетом нагрузки каждого цеха и категории надежности потребителей. Выбраны конденсаторные установки для размещения на КТП. Определено оптимальное значение номинального напряжения для системы внешнего электроснабжения предприятия с учетом суммарной потребляемой мощности и расстояния до подстанции энергосистемы. Произведено сравнение двух вариантов установки на главной понизительной подстанции силовых трансформаторов и выбран вариант с минимальными приведенными затратами. Рассчитаны значения токов короткого замыкания, которые использовались для проверки выбранных электрических аппаратов на главной понизительной подстанции. Определены параметры и необходимое количество вертикальных заземлителей для контура заземления на главной понизительной подстанции.

Бакалаврская работа выполнена на 60 страницах, включая 4 таблицы и 3 графических рисунка. Работа дополнена шестью листами А1 с чертежами и схемами.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Характеристика предприятия	5
2 Расчет ожидаемых максимальных нагрузок по предприятию	6
3 Техничко-экономический выбор трансформаторов на КТП	13
4 Техничко-экономический выбор трансформаторов на ГПП	24
5 Выбор схемы главной понизительной подстанции предприятия	35
6 Расчет токов короткого замыкания	36
7 Выбор электрических аппаратов на ГПП	40
8 Определение параметров заземления на ГПП	53
Заключение	57
Список используемых источников	58

ВВЕДЕНИЕ

В системах электроснабжения выделяют следующие уровни напряжения: низкое напряжение (НН) - до 1 кВ; среднее (СН) - 6, 10, 20 кВ; высокое (ВН) - 35, 110, 150, 220 кВ; сверхвысокое напряжение (СВ) - 330, 500, 750, 1150 кВ. Для разных целей используются и другие классификации, например, для целей коммерческого учета электроэнергии, связанного с выбором ценовых категорий, напряжения 6, 10, 20 кВ называют «среднее напряжение 2» (СН2); напряжение 35 кВ - «среднее напряжение 1» (СН1); напряжение 110 кВ и выше - «высокое напряжение» (ВН) [1, 2].

К системе электроснабжения предприятия относятся связанные между собой электроустановки, предназначением которых является снабжение потребителей электроэнергией. Потребителями электрической энергии являются: крупные и малые промышленные предприятия различных форм собственности; организации и учреждения; стройплощадки; многоквартирные жилые дома и отдельные коттеджи, т.е. все объекты на которых используется электрическая энергия. Согласно правил устройства электроустановок потребителем электроэнергии является одиночный электроприемник (ЭП) или группа ЭП, которые размещаются на определенной территории и связаны между собой единым техпроцессом [3, 4].

Целью выпускной квалификационной работы является создание надежной и экономичной системы электроснабжения механического производства металлургического комбината, позволяющей обеспечить функционирование электроприемников и соблюдение показателей качества электрической энергии.

1 Характеристика предприятия

ООО «БЕМЕК» является одним из ведущих предприятий по выпуску метизов в России. 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.

На протяжении всей своей истории предприятие развивает и внедряет новые технологии в производство. одними из первых были внедрены технологические процессы горячего цинкования, закалки и отпуск кардной проволоки, лужения ремизной проволоки, налажен выпуск пружинной проволоки для автомобилестроения, микропроволоки, латунированного металлокорда и стальных канатов различных сечений. Освоено производство многопрядных канатов с полимерным покрытием, которые используются в грузоподъемной технике, несущих элементах подвесных мостов, угольной и горнорудной промышленности и газонефтедобыче.

Предприятие выпускает различные материалы для армирования бетона, сварки и наплавки, изготовления пружин, холодной объемной штамповки (холодной высадки), кабельной промышленности и линий электропередач, изготовления инструмента, армирования резинотехнических изделий. Одним из основных видов продукции являются различные виды проволоки и канатов: проволока и лента из сплавов с особыми физическими свойствами (кроме упругих), общего назначения, высоколегированная и коррозионностойкая (нержавеющая), канаты для грузоподъемных механизмов, тяговых лебедок, буксировочные (кроме такелажа), для

нефтегазодобывающей промышленности и других отраслей промышленности.

2 Расчет ожидаемых максимальных нагрузок по предприятию

Основой для расчета электрических нагрузок при проектировании электроснабжения служат таблицы электроприемников. Заполнение таблиц предшествует составлению принципиальных однолинейных схем электрических сетей.

Таблицу электроприемников составляют в тесной увязке с планами разводки кабелей, технологической особенностью объектов и нумерацией электроприемников. Порядок заполнения таблиц зависит от технологии объекта.

Для облегчения поиска электроприемников на силовых сетях рекомендуется группировать их по участкам цеха, производствам, зонам, ограниченными строительными осями и т. д.

Для удобства поиска электроприемников в схемах электрических сетей в графе «Дополнительные данные» таблиц рекомендуется указывать узел питания электроприемника, т.е. номер щита станции управления, распределительного пункта, подстанции и т.п. Электроприемники в таблицу электроприводов должны заноситься с нумерацией в возрастающем порядке [5, 6].

Как правило расчеты электрических нагрузок производят от первого уровня системы электроснабжения к шестому. При этом на уровнях от 1 до 3 используют аналитические методы расчета, которые дают высокую точность расчета, но требуют большого объема достоверной исходной информации. На уровнях от 4 и выше используют эмпирические методы расчета, которые являются менее точными, но наиболее простыми.

Расчетные нагрузки по отдельным цехам предприятия определяются по методике, приведенной в РТМ 36.18.32.4-92 [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 $K_{II} \cdot P_H$ и $K_{II} \cdot P_H \cdot \text{tg} \varphi$, рассчитываются значения эффективного числа электроприемников для каждого цеха. По найденным значениям эффективного числа электроприемников и коэффициента использования по справочным таблицам определяются значения коэффициента расчетной нагрузки K_P и определяются расчетные активная P_P и реактивная Q_P нагрузки [8].

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

Значения эффективного числа электроприемников находятся по формуле:

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

При определении значений эффективного числа электроприемников в целом по цеху промышленного предприятия допускается пользоваться упрощенным выражением [8]:

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

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

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

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

Справочные таблицы для нахождения значений коэффициентов расчетной мощности приведены в РТМ 36.18.32.4-92» [7].

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

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

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

при значении $n_{\text{Э}} \leq 10$

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

при значении $n_{\text{Э}} > 10$

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

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

Значение полной расчетной нагрузки находится по формуле [8]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.6)$$

«Для расчета электрических нагрузок высоковольтных электроприемников необходимо по заданной суммарной номинальной мощности подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (электropечные трансформаторы, электролизные установки и т.д.), которые выбираются в соответствии с технологией производства предприятия. При этом возможно незначительное изменение заданной номинальной мощности с учетом мощности выбранных электроприемников» [8].

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

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

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

На плане предприятия на листе №1 обозначены следующие цеха предприятия: 1 - ремонтно-механический цех; 2 - участок 1; 3 – управление; 4 - отделение отделки; 5 - печное отделение; 6 – лаборатория; 7 - травильное отделение; 8 – котельная; 9 - гидравлическая станция; 10 - эмульсионное отделение; 11 - участок 2; 12 - цех отделки прутков; 13 - машинный зал.

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок по каждому цеху предприятия

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

Продолжение таблицы 2.1

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

Продолжение таблицы 2.1

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

3 Технико-экономический выбор трансформаторов на КТП

Комплектные двухтрансформаторные автоматизированные подстанции типа 2КТПЛ-НЭ предназначены для обеспечения надежного электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности, где перерыв питания электроприемников может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный экономический и экологический ущерб, расстройство сложных технологических процессов.

2КТПА-НЭ реализованы на новых принципах построения систем надежного энергоснабжения потребителей на стороне 0,4 кВ.

Отличительными особенностями 2КТПА-НЭ являются:

- единый комплекс силовой части (основные, аварийные источники и распределение электроэнергии) и устройств защиты и автоматики;
- применение в качестве источников электроэнергии сухих силовых трансформаторов;
- изолированные шины шинных мостов;
- выполнение функций защит, автоматики и сигнализации посредством микропроцессорных блоков релейной защиты;
- состав защит, в котором кроме максимальной токовой защиты (МТЗ), защиты от замыканий на землю (033) реализованы функции дальнего резервирования отказов и выключателей в сети 0,4 кВ, а также блокировки МТЗ при пусках и самозапусках электродвигателей;
- запись и накопление информации о параметрах работы 2КТПА-НЭ и аварийных процессов;
- возможность включения в контур АСУ ТП предприятия в качестве устройства нижнего уровня посредством интерфейса RS485 или волоконно-оптической линии связи;
- компоновка шкафов распределительного устройства низкого напряжения (РУНВ) КТП с разделением отсеков сборных шин; вводных и

распределительных блоков, отходящих кабелей, что обеспечивает высокую эксплуатационную надежность и безопасность;

- уменьшенные габаритные размеры шкафов РУНН, что позволяет сэкономить средства при строительстве новых объектов и высвободить площади при реконструкции существующих;

- максимальная степень заводской готовности, что позволяет уменьшить сроки и затраты на ввод оборудования в эксплуатацию.

Параметры 2КТПА-НЭ сравнимы с мировыми аналогами, в частности фирм Siemens, ABB, Merlin Gerin, а по некоторым характеристикам превосходят их. При этом учтены действующие нормы и правила РФ [5, 10, 11].

Выбираем силовые трансформаторы на подстанции цеха по отделке прутков.

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

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

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

По номенклатуре выпускаемых трансформаторов принимаем к установке СТ с номинальной мощностью $S_{HT} = 1600 \text{ кВА}$.

Рассмотрим вариант с установкой на КТП двух трансформаторов ТСЗЛ-1600.

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 2.3 \text{ кВт}$;

- потери в режиме КЗ $\Delta P_{K3} = 16.5 \text{ кВт}$;

- ток холостого хода $i_{XX} = 0.55 \%$;

- напряжение короткого замыкания $u_{кз} = 6\%$;

- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя $K_T = 952.55$ тыс. руб.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В дальнейшем используем меньшее из найденных значений $Q_{\text{э1}} = 529.3 \text{ квар}$.

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

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

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

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (3.10)$$

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

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

В связи с повышенным уровнем напряжения в системе электроснабжения во время минимального потребления мощности в дальнейших расчетах используем большее из найденных значений: $Q_{\text{э2}} = 903.1 \text{ квар}$.

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

$$Q_{\text{куmax}} = 1,15 \cdot Q_P - Q_{\text{э1}}, \quad (3.11)$$

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

Из этой мощности мощность конденсаторных установок без регулирования должна быть:

$$Q_{ку\min} = Q_{\min} - Q_{\Sigma 2}, \quad (3.12)$$

$$Q_{ку\min} = 903.1 - 903.1 = 0.$$

Таким образом все выбираемые конденсаторные установки должны быть регулируемы.

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_{КВВ} = Q_{KV\max} - Q_{КУН}, \quad (3.16)$$

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

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 силовых трансформатора типа ТСЗЛ-1600/10, 2 конденсаторные установки

на напряжение 0,4 кВ АУКРМ 200 квар и 2 конденсаторные установки на напряжение 10,5 кВ УКРП57 450 квар.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе найдем из выражения:

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

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

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

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{\text{КУ}\epsilon} \cdot N_{\text{КУ}\epsilon} + K_{\text{КУн}} \cdot N_{\text{КУн}}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T, \quad (3.21)$$

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

Рассмотрим вариант с установкой на КТП двух трансформаторов ТСЗЛ -2500

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{\text{ХХ}} = 2.95 \text{ кВт}$;

- потери в режиме КЗ $\Delta P_{\text{КЗ}} = 27 \text{ кВт}$;

- ток холостого хода $i_{\text{ХХ}} = 0.55 \%$;

- напряжение короткого замыкания $u_{\text{КЗ}} = 6 \%$;

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

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

$$\Delta P_{\text{тр}} = N_T \cdot (P_{\text{ХХ}} + K_3^2 \cdot P_{\text{КЗ}}), \quad (3.22)$$

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

$$\Delta Q_{\text{тр}} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{\text{КЗ}}) \cdot \frac{S_{\text{н}}}{100}, \quad (3.23)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В дальнейшем используем меньшее из найденных значений $Q_{\text{э1}} = 532.6 \text{ квар}$.

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

$$Q_{\varepsilon 2, \varepsilon} = Q_{\min} - Q_{\kappa \delta} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\varepsilon 1}), \quad (3.29)$$

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

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (3.30)$$

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

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

В связи с повышенным уровнем напряжения в системе электроснабжения во время минимального потребления мощности в дальнейших расчетах используем большее из найденных значений:

$$Q_{\varepsilon 2} = 934.5 \text{ квар}.$$

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

$$Q_{\kappa y \max} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (3.31)$$

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

Из этой мощности мощность конденсаторных установок без регулирования должна быть:

$$Q_{\kappa y \min} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (3.32)$$

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

Таким образом все выбираемые конденсаторные установки должны быть регулируемы.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 силовых трансформатора типа ТСЗЛ-2500/10 и 2 конденсаторные установки на напряжение 10,5 кВ УКРП57 900 квар.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе найдем из выражения:

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

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

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

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

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

Оптимальный вариант выбираем исходя из минимального значения приведенных затрат, которые меньше у первого варианта с установкой на КТП 2 силовых трансформаторов типа ТСЗЛ-1600/10, 2 конденсаторных установок на напряжение 0,4 кВ АУКРМ 200 квар и 2 конденсаторных установок на напряжение 10,5 кВ УКРП57 450 квар. На остальных цеховых подстанциях предприятия выбор трансформаторов выполняем по изложенной выше методике.

4 Техничко-экономический выбор трансформаторов на ГПП

Однозначно выбрать напряжение по эмпирическим формулам можно только в том случае, если полученное значение близко к одному из стандартных. Если же полученное по формуле значение находится в середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта; если оба технически приемлемы, то выбрать лучший, произведя их технико-экономическое сравнение.

Предпочтителен вариант с более высоким напряжением даже при преимуществах варианта с более низким из сравниваемых напряжений в пределах до 5... 10 % по приведенным затратам [5, 12, 13].

Рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения находится как:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{РП}}, \quad (4.1)$$
$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{14 + 0.016 \cdot 87394} = 163 \text{ кВ},$$

При этом значение активной расчетной нагрузки складывается из:

$$P_{РП} = P_{РН} + P_{РВ} + P_{СТОП}, \quad (4.2)$$
$$P_{РП} = 6597.61 + 5366.38 + 75430 = 87394 \text{ кВт}.$$

Значение полной мощности, потребляемой промышленным предприятием находим из выражения:

$$S_{РП} = \sqrt{P_{РП}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.3)$$
$$S_{РП} = \sqrt{87394^2 + 21848^2} = 90084 \text{ кВА},$$

При этом значение реактивной расчетной мощности определяется как:

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (4.4)$$

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

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

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PI} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4.5)$$

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

По данным сайта производителя силовых трансформаторов выбираем для дальнейшего сравнения трансформаторы ТРДН-63000/110/10 и следующий по шкале номинальных мощностей ТРДН-80000/110/10/10.

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

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 48 \text{ кВт}$;
- потери в режиме КЗ $\Delta P_{КЗ} = 247 \text{ кВт}$;
- ток холостого хода $i_{XX} = 0.52 \%$;
- напряжение короткого замыкания $u_{КЗ} = 10.5 \%$;

- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя
 $K_T = 50380 \text{ тыс. руб.}$

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

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

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

где

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

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

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

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

- для обмотки ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.8)$$

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

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.9)$$

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

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.10)$$

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

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмотки НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном\ m} / 100, \quad (4.11)$$

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

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.12)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.13)$$

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

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (4.14)$$

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

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

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (4.15)$$

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

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.16)$$

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

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

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\dot{}} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (4.17)$$

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

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

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.в}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (4.18)$$

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

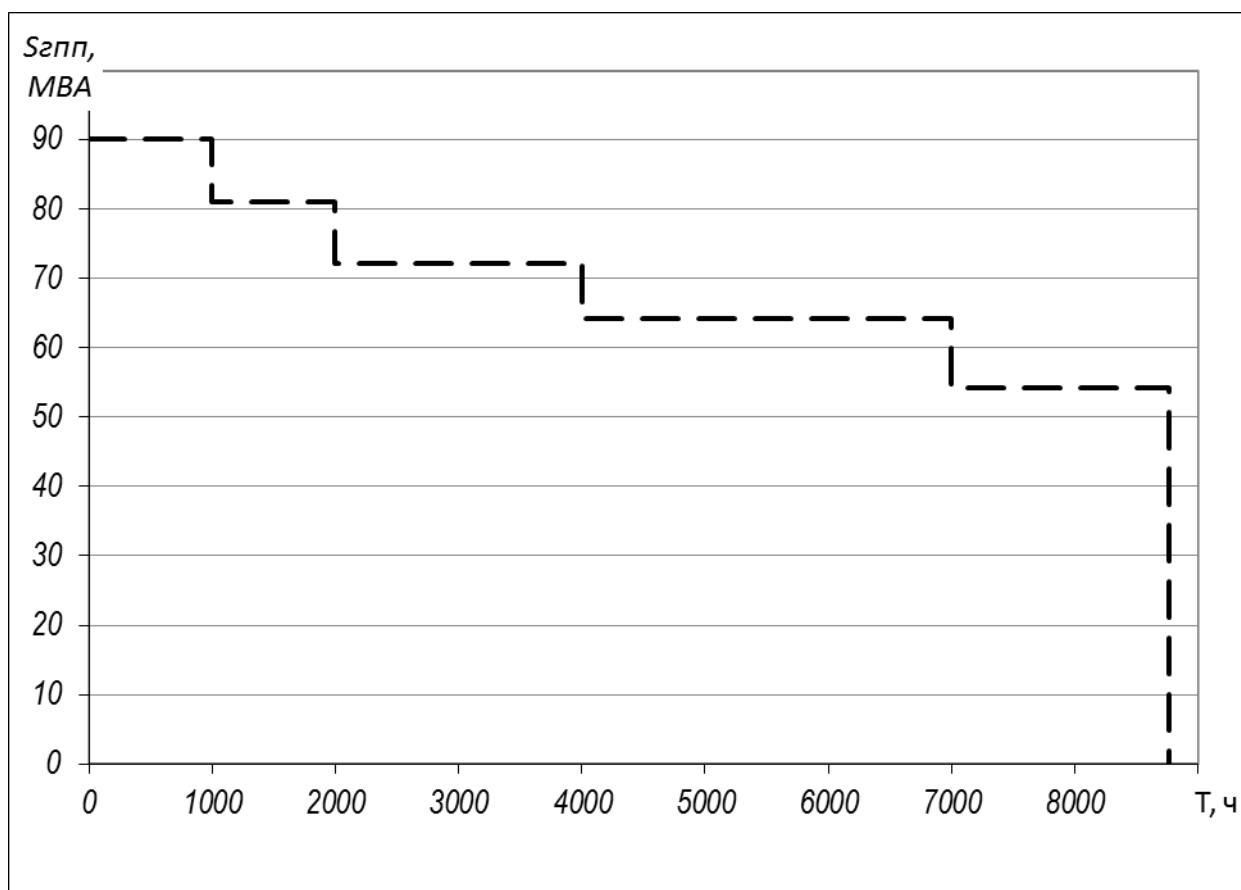


Рисунок 4.1 – Годовой график потребления мощности на ГПП

Таблица 4.1 - Итоговые данные по годовым потерям электроэнергии в СТ

i	$S_{Bi},$ MBA	$S_{Hi},$ MBA	$S_{H2i},$ MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВм \cdot ч$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{кH1i},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{кH2i},$ $кВм \cdot ч$
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
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1127938$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 3104351$		

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

$$I_{\Delta W_{ПЭС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.19)$$

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

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

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПЭС}}, \quad (4.20)$$

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

где $K = 2 \cdot 50380.49 = 100761 \text{ тыс. руб.}$ – стоимость двух силовых трансформаторов типа ТРДН-63000/110 по данным сайта завода изготовителя;

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

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

На сайте производителя определяем необходимые для расчетов паспортные данные трансформаторов:

- потери на холостом ходу $\Delta P_{XX} = 56 \text{ кВт}$;
- потери в режиме КЗ $\Delta P_{КЗ} = 312 \text{ кВт}$;
- ток холостого хода $i_{XX} = 0.47 \%$;
- напряжение короткого замыкания $u_{КЗ} = 10.5 \%$;

- стоимость трансформатора по данным завода-изготовителя
 $K_T = 57709$ тыс. руб.

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

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.21)$$

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

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.22)$$

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

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

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

- для обмотки ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.23)$$

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

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.24)$$

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

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.25)$$

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

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмотки НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (4.26)$$

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

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.27)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.28)$$

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

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (4.29)$$

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

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

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (4.30)$$

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

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.31)$$

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

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

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\dot{}} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (4.32)$$

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

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

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.в}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (4.33)$$

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

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

$$I_{\Delta W_{ПЭС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.34)$$

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

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

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПЭС}}, \quad (4.35)$$

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

где $K = 2 \cdot 57708.56 = 115417.1 \text{ тыс. руб.}$ – стоимость двух силовых трансформаторов типа ТРДН-80000/110/10/10 по данным сайта завода изготовителя;

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

Из двух вариантов выбираем вариант с минимальным значением приведенных затрат – установка на ГПП двух трансформаторов типа ТРДН-63000/110/10/10.

Таблица 4.2 - Итоговые данные по годовым потерям электроэнергии в СТ

i	$S_{Bi},$ MBA	$S_{Hi},$ MBA	$S_{H2i},$ MBA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВм \cdot ч$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{кH1i},$ $кВм \cdot ч$	$\Delta W_{кH2i},$ $кВм \cdot ч$
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
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1310496$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 2439176$		

5 Выбор схемы главной понизительной подстанции предприятия

На стороне ВН электрическая схема главной понизительной подстанции либо выполняется с применением высоковольтных выключателей, либо по упрощенной схеме с установкой отделителей и короткозамыкателей или с глухим подключение силового трансформатора в случае применения подстанции глубокого ввода. На стороне низкого напряжения 6-10 кВ ГПП при установке двухобмоточных трансформаторов используется схема с одной секционированной системой шин, а при установке трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения используют две секционированных системы шин. Каждая обмотка НН силового трансформатора подключается к секции шин через отдельный выключатель, при этом выключатель между секциями шин как правило находится в выключенном положении для уменьшения значений токов КЗ. Для концевой подстанции применяется упрощенная схема с радиальной линией и подключенным к ней силовым трансформатором, при этом возможные повреждения в силовом трансформаторе отключаются коммутационными аппаратами, установленными со стороны питающей подстанции. Эта схема применяется при установке на ГПП силовых трансформаторов любой номинальной мощности при их радиальном питании, когда на каждый трансформатор приходится своя питающая линия. При недостаточной чувствительности релейной защиты на питающей подстанции на ГПП предприятия устанавливается защита отключающего импульса, которая передает сигнал на коммутационные аппараты питающей подстанции, но требует прокладки отдельной линии связи [15, 16].

На ГПП предприятия используется схема на стороне ВН с установкой только разъединителей, а коммутационные аппараты устанавливаются со стороны питающей электростанции. На стороне НН применяются четыре секции шин, секционированные секционными выключателями.

6 Расчет токов короткого замыкания

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

При использовании системы относительных единиц все расчетные данные приводят к базисным напряжению и мощности. За базисное напряжение U_6 принимают одно из следующих: 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ. За базисную мощность S_6 принимают: мощность системы, суммарную мощность генераторов электростанции, трансформаторов подстанции или удобное для расчета число, кратное 10 (10, 100, 1000 МВА) [5, 17].

Для нахождения расчетных токов КЗ составляется расчетная схема, представленная на рисунке 6.1 и схема замещения, которая представлена на рисунке 6.2.

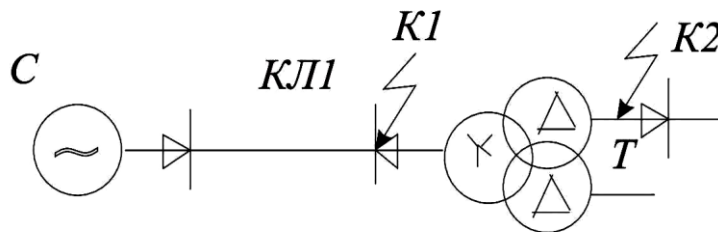


Рисунок 6.1 - Расчётная схема

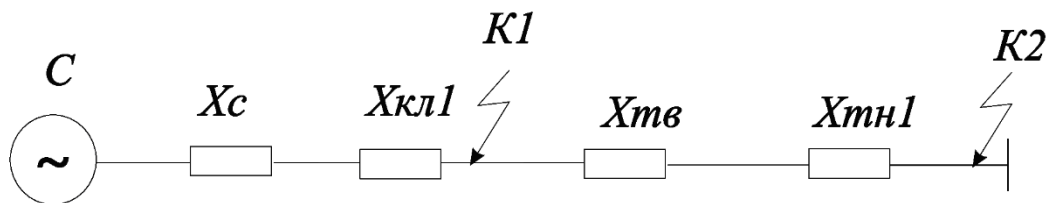


Рисунок 6.2 - Схема замещения

Исходные данные для выполнения расчета:

Внешняя электроэнергосистема: $U_{cp} = 115$ кВ; $S_{\bar{o}} = 1000$ МВА;
 $S_k = 4250$ МВА.

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

Силовой трансформатор ГПП: $S_n = 63$ МВА; $U_k = 10,5$ %.

«Сопротивление системы определим из выражения» [17]:

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}; \quad (6.1)$$

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

«Сопротивление КЛЭП определим из выражения» [17]:

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

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

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

$$x_{T.B.\bar{o}} = \frac{U_{к.г}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}; \quad (6.3)$$

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

$$x_{T.H.\bar{o}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}; \quad (6.4)$$

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

6.1 Расчет токов КЗ в точке К1

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

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{БЛ.б}; \quad (6.5)$$
$$x_{рез1} = 0.235 + 0.212 = 0.447.$$

«Базисный ток определим из выражения» [17]:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.6)$$
$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

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

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез1}} \cdot I_{б}; \quad (6.7)$$
$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.447} \cdot 5.02 = 11.231 \text{ кА.}$$

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

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (6.8)$$
$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 11.231 \cdot 1.81 = 28.59 \text{ кА.}$$

6.2 Расчет токов КЗ в точке К2

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

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (6.9)$$

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

«Базисный ток определим из выражения» [17]:

$$I_{б.к2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.10)$$

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

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

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез2}} \cdot I_{б.к2}; \quad (6.11)$$

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

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

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (6.12)$$

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

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

Таблица 6.1 – Результаты расчетов для всех точек КЗ

Точка короткого замыкания	$U_{сн}$, кВ	$K_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	115	1.81	11.2	28.6

2	10.5	1.86	15.4	40.3
---	------	------	------	------

7 Выбор электрических аппаратов на ГПП

7.1 Выбор электроаппаратов на стороне ВН главной понизительной подстанции

7.1.1 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке разъединитель производства Электроцит типа РГП-СЭЦ-110/1250.

Разъединитель выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.2)$$
$$443 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.3)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А};$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [18]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.4)$$

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

- «проверка на термическую стойкость» [18]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с} , \quad (7.5)$$

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

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

7.1.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы тока типа ТВ-110-П-600/5.

Трансформатор тока выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n , \quad (7.6)$$

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

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{\max} \leq I_{н.т.т} , \quad (7.7)$$

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

- «проверка на электродинамическую стойкость» [18]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}} , \quad (7.8)$$

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

- «проверка на термическую стойкость» [18]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.9)$$

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

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

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (7.10)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (7.11)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне ВН ГПП является амперметр с максимальной потребляемой мощностью 0.3 ВА. Находим активное сопротивление подключенных приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (7.12)$$

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

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

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

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

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

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (7.13)$$

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

Минимально допустимое сечение провода по механической прочности составляет 2.5 мм².

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

7.2 Выбор электроаппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции

7.2.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель типа ВБЭК-10-31,5/3150.

Выключатель выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.14)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.15)$$

$$2425 \text{ А} < 3150 \text{ А},$$

где

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.16)$$

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

- «проверка по отключающей способности» [18]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (7.17)$$

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (7.18)$$

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

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.19)$$

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

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (7.20)$$

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

- «проверка на электродинамическую стойкость» [18]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (7.21)$$

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

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (7.22)$$

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

- «проверка на термическую стойкость» [18]:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}} , \quad (7.23)$$

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

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

7.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы тока ТПШЛ-10-І-3000/5.

Трансформатор тока выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n , \quad (7.24)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ} ;$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{Н.ТТ}} , \quad (7.25)$$

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

- «проверка на электродинамическую стойкость» [18]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эдин.ст}} , \quad (7.26)$$

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

- «проверка на термическую стойкость» [18]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл},, \quad (7.27)$$

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

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

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (7.28)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (7.29)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне НН ГПП являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии, амперметр с максимальной потребляемой мощностью 14 ВА. Находим активное сопротивление подключенных приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (7.30)$$

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

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

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

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

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

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (7.31)$$

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

Минимально допустимое сечение провода по механической прочности составляет 2.5 мм².

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

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

7.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ-10-95.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.32)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый класс точности;
- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТН» [18]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (7.33)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\Sigma S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (7.34)$$

Вторичной нагрузкой ТН на стороне НН ГПП являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии с максимальной потребляемой мощностью 68 Вт и 132 вар.

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

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

7.2.4 Выбор жестких шин

Сечение жестких шин определяется по экономической плотности тока согласно выражения:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (7.35)$$

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

Выбираем 2 шины из алюминиевого сплава с прямоугольным сечением размерами 100 мм на 10 мм и $I_{\text{доп}} = 3100 \text{ А}$.

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

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (7.36)$$

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

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

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\partial}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (7.37)$$

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

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

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (7.38)$$

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

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

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (7.39)$$

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

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

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (7.40)$$

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

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (7.41)$$

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

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (7.42)$$

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

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

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (7.43)$$

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

Так как частоте собственных колебаний выше 200Гц, то механический резонанс не возникает.

7.2.5 Выбор опорных изоляторов

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

Опорные изоляторы выбираются и проверяются на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (7.44)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}, \quad (7.45)$$
$$70.3 \text{ Н} < 1500 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (7.46)$$
$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.18} = 1500 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (7.47)$$
$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.1}{2} = 0.18 \text{ м}.$$

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

7.2.6 Выбор проходных изоляторов

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

Проходные изоляторы выбираются и проверяются на соответствие следующим критериям:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (7.48)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.49)$$
$$2425 \text{ A} < 5000 \text{ A};$$

- не превышению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (7.50)$$
$$20.3 \text{ Н} < 25500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (7.51)$$
$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{20150^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 20.3 \text{ Н}.$$

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

8 Определение параметров заземления на ГПП

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

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

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

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

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{K_{II}}, \quad (8.1)$$

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

где значение коэффициента напряжения прикосновения находится по формуле:

$$K_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_0 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (8.2)$$

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

коэффициент, зависящий от величины сопротивления тела человека:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{\epsilon.c}}, \quad (8.3)$$

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

Определенное по формуле 8.1 значение напряжения на заземлителе не превышает установленного максимально допустимого предела 10 кВ.

«Сопротивление ЗУ должно удовлетворять условию» [20]:

$$R_3 < R_{3.don}. \quad (8.4)$$

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

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (8.5)$$

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

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

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (8.6)$$

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

Длина стороны ячейки может быть найдена следующим образом:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (8.7)$$

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

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

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (8.8)$$
$$n_g = \frac{\sqrt{1960} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 30.$$

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

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (8.9)$$
$$L_g = 6 \cdot 30 = 180 \text{ м.}$$

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

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.10)$$
$$\frac{6 + 0.7}{\sqrt{1960}} = 0.151.$$

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

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (8.11)$$
$$R_3 = 0.317 \cdot \frac{50}{\sqrt{1960}} + \frac{50}{306 + 180} = 0.46 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (8.12)$$

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

Полученная величина суммарного сопротивления сложного заземлителя не превышает максимальное установленное значение 0,5 Ом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе разработан ряд мероприятий по реконструкции системы электроснабжения механического производства металлургического комбината, реализация которых направлена на создание надежной и экономичной системы электроснабжения, позволяющей обеспечить функционирование электроприемников и соблюдение показателей качества электрической энергии. В работе были найдены значения расчетных электрических нагрузок для 13 цехов предприятия и суммарная нагрузка, которая, с учетом высоковольтных электроприемников, составила 11,9 МВт и 2,5 Мвар. Для цеховой подстанции корпуса по отделке прутков были выбраны 2 силовых трансформатора типа ТСЗЛ-1600/10, 2 конденсаторные установки на напряжение 0,4 кВ АУКРМ 200 квар и 2 конденсаторные установки на напряжение 10,5 кВ УКРП57 450 квар. На главной понизительной подстанции с учетом дополнительной сторонней нагрузки 75,4 МВт в результате технико-экономического сравнения двух вариантов, по минимуму приведенных затрат были выбраны два трансформатора типа ТРДН- 63000/110/10/10. На ГПП предприятия используется схема на стороне ВН с установкой только разъединителей, а коммутационные аппараты устанавливаются со стороны питающей электростанции. На стороне НН применяются четыре секции шин, секционированные секционными выключателями. Определены значения токов КЗ на сторонах 110 и 10 кВ ГПП. Выбраны основные электрические аппараты и проводники для установки на ГПП предприятия. Все выбранное оборудование проверено на стойкость к токам КЗ. Определены параметры и необходимое количество вертикальных заземлителей для контура заземления на главной понизительной подстанции, всего на подстанции необходимо разместить 30 вертикальных заземлителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
2. Sahdev S. K. Basic Electrical Engineering. Pearson India, 2015. 768 p.
3. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
4. 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.
5. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
6. 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: 03.05.2019).
7. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
8. 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](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 10.05.2019).

9. 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: 10.05.2019).
10. 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: 18.04.2019).
11. 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.
12. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2012. 106 с.
13. 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.
14. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
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. Banerjee G. K. *Electrical and electronics engineering materials*. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 360 p.
17. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.

18. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.
19. 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.
20. 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.