

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение завода технологической оснастки»

Студент

Л.С. Петрова

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_  
(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(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 посвящена вопросам электроснабжения завода технологической оснастки.

При выполнении работы был выполнен расчет ожидаемых максимальных электрических нагрузок по каждому из цехов завода технологической оснастки и найдены значения суммарной нагрузки, которые использовались для выбора трансформаторов главной понизительной подстанции завода. Были выбраны силовые трансформаторы 10/0,4 кВ для размещения в цеховых КТП и определен состав необходимых средств компенсации реактивной мощности. Определена схема главной понизительной подстанции предприятия. Выполнен расчет значений токов короткого замыкания для проверки выбранного оборудования на ГПП: высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, жесткой и гибкой ошиновки и др. Определены параметры системы заземления на ГПП завода.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 61 листа печатного текста, дополненного 4 таблицами, 4 рисунками и графической частью, выполненной на шести стандартных листах формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Краткая характеристика завода технологической оснастки	6
2 Определение расчетных электрических нагрузок по каждому из цехов и заводу в целом	8
3 Расчет номинальной мощности и необходимого количества силовых трансформаторов на КТП предприятия	14
4 Расчет номинальной мощности и необходимого количества силовых трансформаторов на ГПП предприятия	23
5 Обоснование схемы главной понизительной подстанции завода	33
6 Определение значений токов КЗ	35
7 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП завода	39
8 Определение параметров системы заземления на ГПП завода	56
Заключение	59
Список используемых источников	60

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика относится к одной из важнейших отраслей промышленности от надежного и бесперебойного функционирования которой зависит работа всех остальных отраслей. При этом у данной отрасли существует ряд особенностей функционирования, из которых можно выделить три основных:

1. Непрерывная взаимозависимость процесса генерации электроэнергии на электростанциях, ее передачи по высоковольтным сетям электроэнергосистемы, распределения по внутризаводским сетям и потребления отдельными электроприемниками.

2. Высокая скорость и взаимосвязанность процессов, происходящих в системе электроснабжения, короткие замыкания и вызванный ими переходный процесс может занимать доли секунды и оказывать влияние на многие электроприемники получающие питание от точки общего присоединения.

3. Необходимость надежного обеспечения электрической энергией различных отраслей промышленности в каждой из которых присутствует широкое разнообразие способов преобразования электроэнергии в другие виды энергии, применяются различные по своим характеристикам электроприемники [1-4].

С учетом этих особенностей, к системе электроснабжения предприятия можно сформулировать ряд требований:

- высокая скорость протекающих в системе электроснабжения процессов приводит к необходимости применения в СЭС ПП большого количества автоматических устройств защиты и управления для обеспечения надежного и бесперебойного функционирования;

- различия в технологических процессах и особенностях функционирования электроприемников в разных отраслях промышленности требуют применения различных проектных решений;

- современная система электроснабжения должна обладать гибкостью и масштабируемостью, чтобы соответствовать быстроменяющемуся и постоянно обновляемому технологическому процессу на современном предприятии [5].

Целью ВКР является разработка системы электроснабжения завода технологической оснастки, отвечающей требованиям надежности, безопасности и экономичности.

## **1 Краткая характеристика завода технологической оснастки**

Все производственные мощности завода технологической оснастки расположены на единой территории. В производственную структуру предприятия входят следующие подразделения: заготовительный участок; штамповочный участок; сварочный участок; участок механообработки (в том числе оборудование с ЧПУ); термический участок; гальванический участок; инструментальный участок; ремонтно-механический участок; участок обработки древесины.

На предприятии производится механическая обработка различных конструкционных сталей, чугунов, алюминиевых, медных, титановых сплавов, полимеров, (в том числе капролона) фторопласта, текстолита и прочих композиционных материалов.

На предприятии реализуются следующие технологические возможности:

1. Заготовительное производство на котором получают заготовки различных сечений с использованием фрезерно-отрезных полуавтоматов, газовой резки и ленточных автоматов.

2. Обработка зубчатых колес. Зубофрезерование деталей типа валов и дисков, зубодолбление наружных и внутренних зубьев прямозубых цилиндрических колёс. (Достигаемая точность – 8 степень точности; Модуль обработки – от 1мм до 12 мм; Максимальный диаметр колес – 800 мм.)

3. Фрезерные и координатно-расточные работы. Фрезерование плоскостей, фрезерование по круговой интерполяции, винтовое, профильное, фасонное фрезерование. Сверление, растачивание, зенкерование отверстий.

4. Токарные работы. Высокоточная токарная обработка на станках с ЧПУ различных деталей типа «фланец» и «вал», сложных сферических поверхностей, нарезание наружной и внутренней резьбы. (Макс. диаметр обрабатываемой заготовки – 1320 мм (тип фланец), 900 мм (тип вал); Макс.

диаметр обрабатываемого прутка – 76 мм; Макс. длина обработки – 2000 мм; Макс. достижимая шероховатость поверхности – 0,2 мкм)

5. Шлифование. Наружное и внутреннее шлифование деталей типа «вал», «фланец», «втулка» на высокоточном оборудовании. Плоское шлифование. Имеется участок профильно-шлифовальных станков для шлифования фасонных поверхностей. (Макс. длина шлифования 1000 мм; Наибольший диаметр изделия над столом – 250 мм; Макс. масса в центрах – 80 кг; Макс. достижимая шероховатость поверхности – 0,2 мкм; Макс. достижимая точность обработки – 6 квалитет.)

6. Электроэрозионная обработка. Изготовление фасонных элементов штампов, пресс-форм, клейм и других конструкций различного назначения.

7. Термическая и химико-термическая обработка. Объемная термическая обработка деталей с максимальными габаритами 1200×800×500 мм, закалка ТВЧ деталей. Цементация деталей. Хромирование, оксидирование деталей с максимальными габаритами 1200×800×500 мм.

8. Порошковая покраска металлоизделий. На предприятии установлена печь полимеризации для порошковой покраски металлических изделий.

9. Штамповка. Штамповка деталей из листового металла на прессах с усилием 25, 40, 60 тонн.

10. Гибка металла. Гибка листовых и профильных заготовок различной конфигурации.

11. Сварочное производство. Изготовление металлоконструкций различной сложности с применением современного сварочного оборудования.

12. Производство комплектующих изделий. Изготовление пружин сжатия, растяжения и кручения любого класса и разряда. Изготовление нестандартных крепежных изделий.

Таким образом, на сегодняшний день завод технологической оснастки является современным предприятием, идущим в ногу со временем и

способным быстро и качественно выполнять заказы различной направленности.

## **2 Определение расчетных электрических нагрузок по каждому из цехов и заводу в целом**

Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты в схеме электроснабжения, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы.

Электрическая нагрузка характеризует потребление электроэнергии отдельными приемниками, группой приемников в цехе, цехом и объектом в целом.

Знание электрических нагрузок необходимо для выбора и проверки проводников (шин, кабелей и др.) и трансформаторов на пропускную способность и экономическую плотность тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения и выбора компенсирующих устройств [6].

От верного расчета электрических нагрузок от электроприемников зависит правильный выбор всех основных элементов системы электроснабжения предприятия: проводов и кабельных линий 0,4 кВ, цеховых трансформаторных подстанций, кабельных линий 6-10 кВ, силовых трансформаторов на ГПП. Поэтому правильное определение расчетной нагрузки является одним из базовых критериев проектирования надежной и экономичной систем электроснабжения.

Определение ожидаемых максимальных электрических нагрузок производим по методу упорядоченных диаграмм [7]:

Данный метод базируется на двух коэффициентах: коэффициенте использования  $K_{\text{и}}$  и коэффициенте максимума  $K_{\text{м}}$ . Как в правило группу электроприемников входят электроприемники с различными значениями номинальных мощностей и разными коэффициентами включения, то есть



электроприемники с различными режимами работы, то возникает задача их приведения к электроприемникам с одинаковой мощностью и одинаковым режимом работы при помощи эффективного числа ЭП  $n_{эф}$ :

$$n_{эф} = \frac{(\sum_1^n P_{ном.i})^2}{\sum_1^n P_{ном.i}^2}. \quad (2.1)$$

По справочникам находится значение  $K_m$ , которое зависит  $K_m=f(n_{эф}; K_{u.ср})$ , где  $K_{u.ср}$  – «средний коэффициент использования для данной группы ЭП, который определяется по формуле» [7]:

$$K_{u.ср} = \frac{\sum_1^n P_{см.i}}{\sum_1^n P_{ном.i}}, \quad (2.2)$$

где  $n$  - количество электроприемников в производственном цехе предприятия.

«Коэффициент максимума может быть определен аналитическим способом» [7]:

$$K_m = 1 + \frac{1.5}{\sqrt{n_{эф}}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_{u.ср}}{K_{u.ср}}}, \text{ при } K_{u.ср} < 0.15 \text{ и } n_{эф} < 10;$$

$$K_m = 1 + \frac{1.4}{\sqrt{n_{эф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1.2 \cdot K_{u.ср}}{K_{u.ср} - 0.01}}, \text{ при } 0.15 < K_{u.ср} < 0.8 \text{ и } n_{эф} > 10, \quad (2.3)$$

$$K_m = 1, \text{ при } K_{u.ср} \geq 0.8.$$

Расчеты выполняются в следующей последовательности:

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

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

$$P_{см.i} = K_{u.i} \cdot \sum_1^n P_{ном.i}; \quad Q_{см.i} = P_{см.i} \cdot tg\varphi_i. \quad (2.4)$$

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

$$P_{см.\Sigma} = \sum_1^k P_{ном.i}; \quad Q_{см.\Sigma} = \sum_1^k Q_{ном.i}, \quad (2.5)$$

где  $k$  - число групп электроприемников.

4. Находится значение  $K_{и.ср}$  в целом по цеху по выражению (2.2).

5. Находится значение  $n_{эф}$  по выражению (2.1).

6. Находится значение  $K_m$  по таблицам, графикам или формулам (2.3).

7. «Находится значение расчетной нагрузки в целом по цеху предприятия» [7]:

$$\begin{aligned} P_p &= K_m \cdot P_{см.\Sigma}; \\ Q_p &= 1.1 \cdot Q_{см.\Sigma} \text{ при } n_{эф} \leq 10; \\ Q_p &= Q_{см.\Sigma} \text{ при } n_{эф} > 10; \\ S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \end{aligned} \quad (2.6)$$

Определение расчетных нагрузок для электроприемников с номинальным напряжением выше 1000В производим по той же методике.

Суммарное значение итоговой нагрузки по предприятию с учетом низковольтных и высоковольтных электроприемников определяем путем их сложения.

Итоговые данные по определению нагрузок заносятся в соответствующие графы таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты определения расчетных мощностей по цехам завода

Основные цеха завода	$P_n,$ кВт	$P_{н.э.},$ кВт	$n_э$	$K_u$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_M$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА
Штамповочный цех	3650	34.76	105	0.26	0.73	0.94	949	888.48	1.1	1043.90	888.48	1370.81
Термический цех	11200	37.33	300	0.31	0.62	1.27	3472	4393.77	1.03	3576.16	4393.77	5665.17
Цех механообработки	8310	29.68	280	0.33	0.75	0.88	2742.3	2418.48	1.03	2824.57	2418.48	3718.50
Административное здание	150	7.50	20	0.37	0.65	1.17	55.5	64.89	1.21	67.16	71.38	98.00
Гальванический цех	4430	18.85	235	0.43	0.75	0.88	1904.9	1679.96	1.03	1962.05	1679.96	2583.00
Инструментальный цех	3310	23.64	140	0.42	0.8	0.75	1390.2	1042.65	1.04	1445.81	1146.92	1845.47
Лит. цех 1	4730	63.07	75	0.39	0.7	1.02	1844.7	1881.97	1.1	2029.17	2070.17	2898.81
Лит. цех 2	8210	52.97	155	0.36	0.7	1.02	2955.6	3015.32	1.05	3103.38	3316.85	4542.29
Лит. цех 3	7880	53.24	148	0.43	0.75	0.88	3388.4	2988.29	1.04	3523.94	3287.12	4819.05

Продолжение таблицы 2.1

Основные цеха завода	$P_n$ , кВт	$P_{н.э.}$ , кВт	$n_э$	$K_u$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_C$ , кВт	$Q_C$ , квар	$K_M$	$P_P$ , кВт	$Q_P$ , квар	$S_P$ , кВА
Цех ремонтно-механический	860	27.74	31	0.34	0.6	1.33	292.4	389.87	1.18	345.03	428.85	550.42
Цех по обработке древесины	390	19.50	20	0.68	0.8	0.75	265.2	198.90	1.11	294.37	218.79	366.78
<b>Итого по 0,4 кВ</b>	53120	7.5...63.07	1509	0.36	-	0.98	19260	18962.5	-	20215.53	19920.7	28381.4
Лит. цех 1	500	250	2	0.33	0.72	0.96	165	159.04	2.1	346.50	159.04	381.25
Лит. цех 2	3750	1250	3	0.48	0.8	0.75	1800	1350.0	1.65	2970.00	1350.00	3262.42
Лит. цех 3	3150	630	5	0.47	0.85	0.62	1480.5	917.53	1.55	2294.78	917.53	2471.41
<b>Итого по 10 кВ</b>	7400	250...1250	10	0.47	-	0.70	3445.5	2426.5	-	5611.28	2426.57	6113.48
<b>Всего по предприятию</b>	60520	7.5...1250	1516	0.38	-	0.94	22706	21389.1	-	25826.8	22347.3	34152.9

### **3 Расчет номинальной мощности и необходимого количества силовых трансформаторов на КТП предприятия**

Подстанции напряжением 6...10/0,4...0,66 кВ по месту нахождения на территории объекта делятся следующим образом [6, 8, 9]:

- внутрицеховые, расположенные внутри производственных зданий с размещением электрооборудования непосредственно в производственном или отдельном закрытом помещении с выкаткой электрооборудования в цехи;

- встроенные, находящиеся в отдельных помещениях, вписанных в контур основного здания, но с выкаткой трансформаторов и выключателей наружу;

- пристроенные, т. е. непосредственно примыкающие к основному зданию;

- отдельно стоящие на расстоянии от производственных зданий.

КТП в зависимости от мощности трансформаторов имеют различные аппараты на стороне высшего и низшего напряжений.

В основном на стороне высшего напряжения устанавливаются выключатель нагрузки с предохранителями или разъединитель с предохранителями, на стороне низшего напряжения - блок предохранитель - выключатель типа БПВ, автоматические выключатели типа АВМ, «Электрон», А-3700.

При установке подстанции в закрытых помещениях трансформаторы иногда размещают снаружи, если это допустимо по условиям окружающей среды.

Внутрицеховые комплектные трансформаторные подстанции выпускаются на ряде отечественных заводов (например, Самарском) [6].

Произведем выбор силовых трансформаторов для установки на трансформаторной подстанции штамповочного цеха.

Определим значение необходимой мощности СТ для установки на трансформаторной подстанции:

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

$$S_{HT} > \frac{1141.1}{0,7 \cdot 2} = 815 \text{ кВА}.$$

Используя данные производителя силовых трансформаторов выбираем из каталога трансформаторы большей мощности с  $S_{HT} = 1000 \text{ кВА}$ .

Рассмотрим вариант с установкой на КТП энергосберегающих трансформаторов ТМГ12-1000.

Параметры трансформатора, необходимые для проведения расчетов представлены в документации на сайте предприятия изготовителя:  
 $\Delta P_{XX} = 1.65 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 10.85 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.9 \%$ ,  $u_{K3} = 5.6 \%$ ,  
 $K_T = 534 \text{ тыс. руб.}$

«Выполним расчет потерь в силовых трансформаторах КТП» [10]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot 1.65 + 0.7^2 \cdot 10.85 = 13.93 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot 0.9 + 0.7^2 \cdot 5.6 \cdot \frac{1000}{100} = 72.88 \text{ квар}.$$

«Расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ определим по формуле» [10]:

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

$$P_p = 1141.1 + 13.93 = 1155 \text{ кВт},$$

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

$$Q_p = 901.9 + 72.88 = 974.8 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузки в ЭЭС определяется» [10]:

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

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 974.8 = 487.4 \text{ квар.}$$

Найдем уровень экономически выгодного значения реактивной мощности в период максимума нагрузки в ЭЭС:

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

$$Q'_{\text{э1}} = 974.8 - 0.7 \cdot 0 = 974.8 \text{ квар,}$$

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

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 1155 = 323.4 \text{ квар.}$$

В дальнейших расчетах используется меньшее из двух найденных значений  $Q_{\text{э1}} = 323.4 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразные значения РМ в период минимума нагрузки определим по формулам» [10]:

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

$$Q_{\text{э2,в}} = 487.4 - 974.8 - 323.4 = -164 \text{ квар;}$$

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

$$Q_{\text{э2,н}} = 487.4 + 0 = 487.4 \text{ квар;}$$



В связи с повышенным уровнем напряжения во время минимума нагрузки в ЭЭС в дальнейших расчетах используется большее из двух найденных значений:  $Q_{\varepsilon 2} = 487.4$  квар.

«Суммарное значение мощности КУ» [10]:

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

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 974.8 - 323.4 = 797.6 \text{ квар.}$$

Из этой мощности суммарная мощность установок без регулирования равняется:

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

$$Q_{ку\min} = 487.4 - 487.4 = 0.$$

Таким образом все выбираемые установки компенсации должны быть регулируемыми.

«Определим значение реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть с номинальным напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [10]:

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

$$Q_{\varepsilon H} = 323.4 - 974.8 - 901.9 = 250.5 \text{ квар.}$$

«Значение РМ, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [10]:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 1000)^2 - 1141.1^2} = 811.1 \text{ квар,}$$

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

$$Q_{KVH} = 901.9 - 811.1 = 90.8 \text{ квар} ,$$

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

$$Q_{KVB} = 797.6 - 90.8 = 706.8 \text{ квар} .$$

На трансформаторной подстанции штамповочного цеха устанавливаем два энергосберегающих трансформатора типа ТМГ12-1000 и две КУ АУКРМ с номинальной реактивной мощностью по 45 квар каждая.

«Найдем время максимальных потерь по выражению» [10]:

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4574}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2960.7 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на холостом ходу в СТ находится из формулы» [10]:

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

$$C_{XX} = \left( \frac{526.8 \cdot 12}{4574} + 1.243 \right) \cdot 8760 = 23 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Удельная стоимость потерь короткого замыкания в СТ находится из формулы» [10]:

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

$$C_{K3} = \left( \frac{526.8 \cdot 12}{4574} + 1.243 \right) \cdot 2960.7 = 7.774 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Определим стоимость потерь электроэнергии в одном силовом трансформаторе за год по формуле:

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

$$C \cdot \Delta P_T = 23 \cdot 1.65 + 7.774 \cdot 0.7^2 \cdot 10.85 = 79.279 \text{ тыс.руб.}$$

«Величину приведенных затрат на трансформаторную подстанцию с силовыми трансформаторами и КУ найдем из формулы» [10]:

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

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (534 \cdot 2 + 32.2 \cdot 2) + (79.279 \cdot 2) = 411.084 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотрим вариант с установкой на КТП энергосберегающих трансформаторов ТМГ12-1250.

Параметры трансформатора, необходимые для проведения расчетов представлены в документации на сайте предприятия изготовителя:

$$\Delta P_{XX} = 1.85 \text{ кВт} , \quad \Delta P_{K3} = 12.45 \text{ кВт} , \quad i_{XX} = 0.9 \% , \quad u_{K3} = 6.1 \% ,$$

$$K_T = 811 \text{ тыс. руб.}$$

«Выполним расчет потерь в силовых трансформаторах КТП» [10]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}) , \quad (3.22)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot 1.85 + 0.7^2 \cdot 12.45 = 15.9 \text{ кВт} ,$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_n}{100} , \quad (3.23)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot 0.9 + 0.7^2 \cdot 6.1 \cdot \frac{1250}{100} = 97.23 \text{ квар.}$$

«Расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ определим по формуле» [10]:

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

$$P_p = 1141.1 + 15.9 = 1157 \text{ кВт},$$

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

$$Q_p = 901.9 + 97.23 = 999.1 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузки в ЭЭС определяется» [10]:

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

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 999.1 = 499.6 \text{ квар.}$$

Найдем уровень экономически выгодного значения реактивной мощности в период максимума нагрузки в ЭЭС:

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

$$Q'_{\text{э1}} = 999.1 - 0.7 \cdot 0 = 999.1 \text{ квар.},$$

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

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 1157 = 324 \text{ квар.}$$

В дальнейших расчетах используется меньшее из двух найденных значений  $Q_{\text{э1}} = 324 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразные значения РМ в период минимума нагрузки определим по формулам» [10]:

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

$$Q_{\text{э2,в}} = 499.6 - 999.1 - 324 = -175.6 \text{ квар.},$$

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

$$Q_{\varepsilon 2, n} = 499.6 + 0 = 499.6 \text{ квар};$$

В связи с повышенным уровнем напряжения во время минимума нагрузки в ЭЭС в дальнейших расчетах используется большее из двух найденных значений:  $Q_{\varepsilon 2} = 499.6 \text{ квар}$ .

«Суммарное значение мощности КУ» [10]:

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

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 999.1 - 324 = 825 \text{ квар}.$$

Из этой мощности суммарная мощность установок без регулирования равняется:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (3.32)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 499.6 - 499.6 = 0.$$

Таким образом все выбираемые установки компенсации должны быть регулируемы.

«Определим значение реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть с номинальным напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [10]:

$$Q_{\varepsilon n} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (3.33)$$

$$Q_{\varepsilon n} = 324 - 999.1 - 901.9 = 226.7 \text{ квар}.$$

«Значение РМ, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [10]:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 1250)^2 - 1141.1^2} = 1326.8 \text{ квар},$$

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

$$Q_{KVH} = 901.9 - 1326.8 = -424.9 < 50 \text{ квар},$$

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

$$Q_{KVB} = 825 - 0 = 825 \text{ квар}.$$

При значении  $Q_{KVH} < 50$  квар установка конденсаторных установок на напряжении 0,4 кВ является нецелесообразной.

На трансформаторной подстанции штамповочного цеха устанавливаем два энергосберегающих трансформатора типа ТМГ12-1250 и две КУ 10 кВ типа УКРП с номинальной реактивной мощностью по 300 квар каждая.

Определим стоимость потерь электроэнергии в одном силовом трансформаторе за год по формуле:

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

$$C \cdot \Delta P_T = 21.753 \cdot 2.8 + 7.297 \cdot 0.7^2 \cdot 27 = 157.453 \text{ тыс.руб.}$$

«Величину приведенных затрат на трансформаторную подстанцию с силовыми трансформаторами и КУ найдем из формулы» [10]:

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

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (811 \cdot 2 + 175.1 \cdot 2) + (89.974 \cdot 2) = 619.749 \text{ тыс.руб.}$$

Поскольку приведенные затраты на КТП с трансформаторами ТМГ12-1000 составляют 411 тыс.руб., что меньше приведенных затрат на КТП с трансформаторами ТМГ12-1250 – 620 тыс.руб., то выбираем вариант с установкой на КТП двух энергосберегающих трансформатора типа ТМГ12-

1000 и двух КУ АУКРМ с номинальной реактивной мощностью по 45 квар каждая. На остальных КТП предприятия выбор СТ и КУ выполняем аналогичным образом.

#### **4 Расчет номинальной мощности и необходимого количества силовых трансформаторов на ГПП предприятия**

Основными источниками электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов являются энергосистемы. Для повышения эффективности системы электроснабжения при ее проектировании следует стремиться к сокращению числа ступеней трансформации, повышению напряжения питающей сети, внедрению подстанций без выключателей с минимальным набором оборудования, применению магистральных линий и токопроводов. Если определенное расчетом оптимальное число понизительных подстанций напряжением 35...220/6 (10) кВ оказывается больше единицы, то по территории объекта следует проложить воздушную линию или кабельную вставку с ответвлениями к подстанциям глубокого ввода (ПГВ), которые целесообразно располагать в центрах нагрузок групп потребителей, территориально обособленных на данном объекте. При этом распределительные устройства напряжением 6 (10) кВ ПГВ используют в качестве распределительных пунктов [6, 11, 12].

«Рациональное напряжение питания завода находим из выражения» [6]:

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

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{12 + 0.016 \cdot 26225} = 90 \text{ кВ},$$

При этом значение расчетной активной нагрузки в целом по предприятию может быть найдено как:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{STOP}, \quad (4.2)$$

$$P_{PI} = 20500 + 5725 + 0 = 26225 \text{ кВт.}$$

Значение полной расчетной нагрузки предприятия находим по выражению:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.3)$$

$$S_{PI} = \sqrt{26225^2 + 6556^2} = 27032 \text{ кВА},$$

При этом значение расчетной реактивной нагрузки в целом по предприятию может быть найдено как:

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

$$Q_{ЭСi} = 26225 \cdot 0.25 = 6556 \text{ квар.}$$

Если основную часть нагрузки составляют потребители первой и второй категории, то применяют двухтрансформаторные подстанции, а в некоторых случаях - трехтрансформаторные подстанции.

Номинальная мощность трансформаторов определяется с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме.

На главных понизительных подстанциях (ГПП или ПГВ) следует применять трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН или АРПН) [6, 13, 14].

По требованиям к надежности электроснабжения потребителей электрической энергии для питания электроприемников первой и второй категории устанавливаем на главной понизительной подстанции предприятия два силовых трансформатора. Мощность трансформаторов выбираем с



учетом возможной продолжительной перегрузки на 40% в послеаварийном режиме работы одного из трансформаторов:

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

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 27032 \cdot \frac{1}{1,4} = 15447 \text{ кВА.}$$

Используя шкалу номинальных мощностей и данные заводов производителей силовых трансформаторов выбираем для дальнейшего рассмотрения вариант установки на ГПП предприятия трансформаторов типа ТДН-16000/110/10 и в качестве второго варианта больший по мощности ТРДН-25000/110/10/10.

#### **4.1 Вариант использования на подстанции предприятия 2 двухобмоточных трансформаторов типа ТДН-16000/110/10**

Параметры трансформатора, необходимые для проведения расчетов представлены в документации на сайте предприятия изготовителя:  
 $\Delta P_{XX} = 19 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{КЗ} = 86.5 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.71 \%$ ,  $u_{КЗ} = 10.5 \%$ ,  
 $K_T = 25252 \text{ тыс. руб.}$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX по выражению» [15, 16]:

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

$$\Delta P_x' = 19 + 0.05 \cdot 113.6 = 24.68 \text{ кВт},$$

где

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

$$\Delta Q_x = 0.71 \cdot 16000 / 100 = 113.6 \text{ квар},$$

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

«Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ найдем по выражению» [15]:

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

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

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

$$\Delta P_k' = 86.5 + 0.05 \cdot 1680 = 170.5 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго СТ на подстанции определим по выражению» [15]:

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

$$K_3 = \frac{27032}{16000} = 1.69 .$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе определим по выражению» [15]:

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

$$P_m' = 24.68 + 1.69^2 \cdot 170.5 = 511.36 \text{ кВт}.$$

Используя упорядоченный годовой график нагрузки трансформаторов ГПП, изображенный на рисунке 4.1, определим величины годовых потерь электрической энергии в СТ на каждой из ступеней графика:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\phi}^2 \cdot \Delta P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (4.12)$$

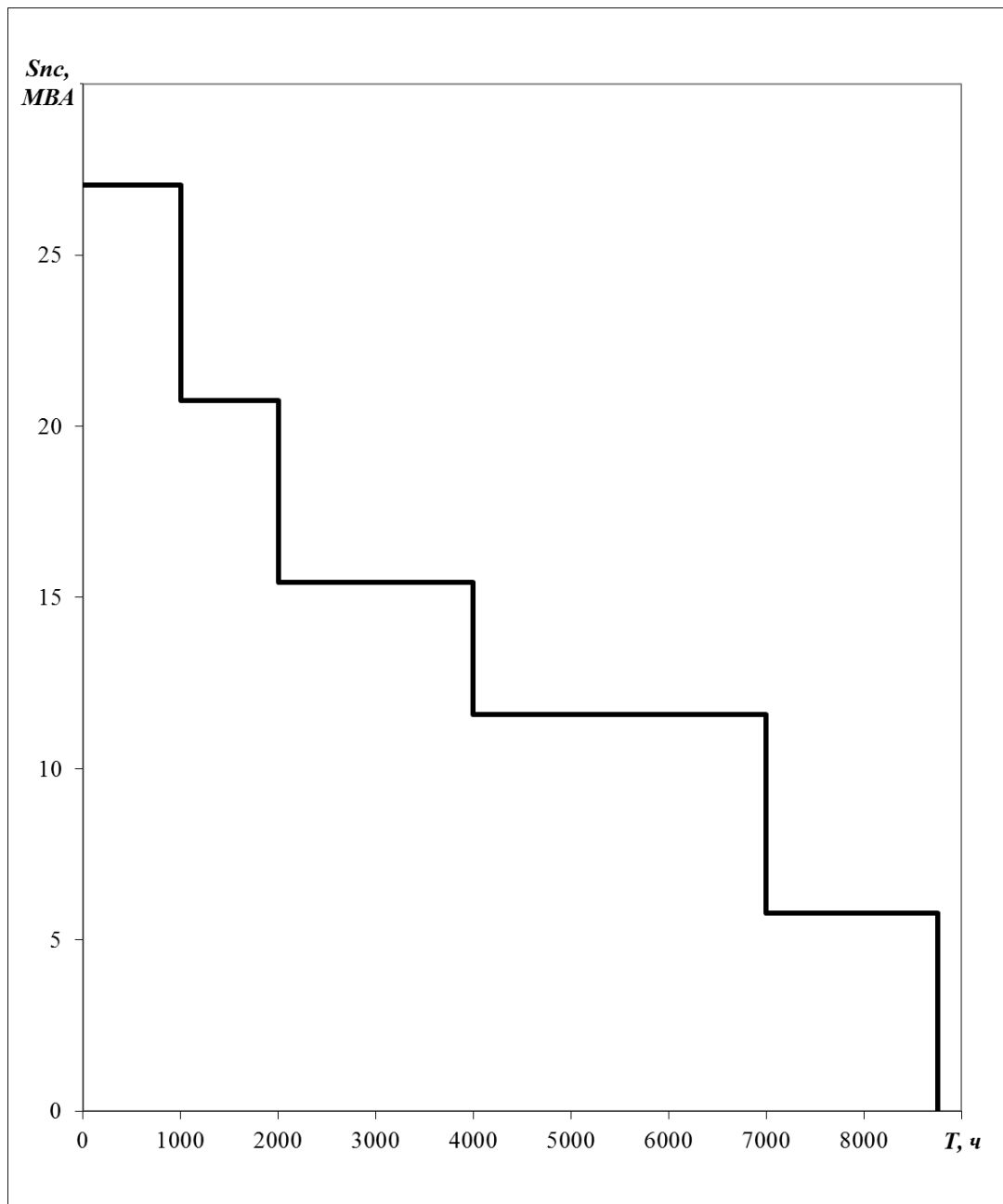


Рисунок 4.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки трансформаторов ГПП

Итоговые данные по потерям электрической энергии в СТ ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 4.1.

Исходя из суммарных потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП за год находим стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (4.13)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (699477 + 432394) \cdot 2.626 = 2972 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 4.1 - Итоговые данные по потерям электрической энергии в СТ ГПП

$i$	$S_{Bi},$ $MVA$	$T_i, \text{ ч}$	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$
1	27.032	1000	1.690	243338	49360
2	20.757	1000	1.297	143473	49360
3	15.447	2000	0.965	158915	98720
4	11.585	3000	0.724	134084	148080
5	5.793	1760	0.362	19666	86874
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 699477$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 432394$	

«Суммарные приведенные затраты на ГПП находим по выражению»  
[15]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_3 + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (4.14)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 50504 + 4747 + 2972 = 20346 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 25252 = 50504 \text{ тыс. руб.}$  – стоимость 2х трансформаторов типа ТДН-16000/110 по данным сайта завода производителя;

$$I_3 = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 50504 = 4747 \text{ тыс. руб.}$$
 – отчисления за год.

## 4.2 Вариант использования на подстанции предприятия 2 двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН -25000/110/10/10

Параметры трансформатора, необходимые для проведения расчетов представлены в документации на сайте предприятия изготовителя:

$$\Delta P_{XX} = 26.5 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{K3} = 121.5 \text{ кВт}, \quad i_{XX} = 0.66 \%, \quad u_{K3} = 10.5 \%,$$

$$K_T = 30865 \text{ тыс. руб.}$$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX по выражению» [15]:

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

$$\Delta P_x' = 26.5 + 0.05 \cdot 165 = 34.75 \text{ кВт},$$

где

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

$$\Delta Q_x = 0.66 \cdot 25000 / 100 = 165 \text{ квар},$$

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

«Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ найдем по выражению» [15]:

- для обмотки ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.17)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 25000 / 100 = 328.1 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.18)$$

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

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.19)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0.05 \cdot 328.1 = 16.4 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмотки НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.20)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 25000 / 100 = 4593.8 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.21)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.22)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 243 + 0.05 \cdot 4593.8 = 472.7 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (4.23)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 121.5 = 243 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго СТ на подстанции определим по выражению» [15]:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (4.24)$$

$$K_{з.б} = \frac{27032}{25000} = 1.08.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.25)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{13516}{25000} = 0.54.$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе определим по выражению» [15]:

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_{з.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\wedge} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\wedge} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\wedge}, \quad (4.26)$$

$$P_m^{\wedge} = 34.75 + 1.08^2 \cdot 16.4 + 0.54^2 \cdot 472.7 + 0.54^2 \cdot 472.7 = 330.3 \text{ кВт}.$$

Используя упорядоченный годовой график нагрузки трансформаторов ГПП, определим величины годовых потерь электрической энергии в СТ на каждой из ступеней графика:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.бi}^2 \cdot \Delta P_{к.б}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}' \cdot T_i \right) \quad (4.27)$$

Итоговые данные по потерям электрической энергии в СТ ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Итоговые данные по потерям электрической энергии в СТ ГПП

$i$	$S_{Bi},$ <i>MBA</i>	$S_{Hi},$ <i>MBA</i>	$S_{H2i},$ <i>MBA</i>	$n_i$	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{xi},$ <i>кВт·ч</i>	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{\kappa Bi},$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{\kappa H1i},$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{\kappa H2i},$ <i>кВт·ч</i>
1	27.032	13.516	13.516	2	1000	69500	1.081	0.541	0.541	9591	69081	69081
2	21.626	10.813	10.813	2	1000	69500	0.865	0.433	0.433	6138	44212	44212
3	16.219	8.110	8.110	2	2000	139000	0.649	0.324	0.324	6905	49739	49739
4	10.813	5.406	5.406	2	3000	208500	0.433	0.216	0.216	4604	33159	33159
5	5.406	2.703	2.703	2	1760	122320	0.216	0.108	0.108	675	4863	4863
$\Sigma \Delta W_{xi} = 608820$										$\Sigma \Delta W_{\kappa Bi} = 430022$		



Исходя из суммарных потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП за год находим стоимость этих потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.28)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (430022 + 608820) \cdot 2.626 = 2579 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП находим по выражению» [15]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (4.29)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 61729.31 + 5803 + 2579 = 23814 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 30864.66 = 61729.31 \text{ тыс. руб.}$  – стоимость 2х трансформаторов типа ТРДН-25000/110 по данным сайта завода производителя;

$$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 61729.31 = 5803 \text{ тыс. руб.}$$
 – отчисления за год.

Так как приведенные затраты в варианте с установкой на ГПП 2х трансформаторов типа ТДН-16000/110 равны 20,346 млн. руб. и значительно меньше чем в варианте с установкой 2х трансформаторов типа ТРДН-25000/110 (23,814 млн. руб.), то выбираем для размещения на ГПП первый вариант с установкой трансформаторов ТДН-16000/110.

## 5 Обоснование схемы главной понизительной подстанции завода

Схемы подстанций выбирают с учетом общей схемы электроснабжения, т. е. вид схемы сетей (радиальной или магистральной) значительно влияет на вид схем подстанций, входящих в общую систему электроснабжения.

Схемы подстанций всех напряжений разрабатываются исходя из следующих основных положений:

- применение простейших схем с минимальным числом выключателей;
- преимущественного применения одной системы сборных шин на ГПП и РП с разделением ее на секции;
- применения, как правило, отдельной работы линий и отдельной работы трансформаторов;
- применения блочных схем и бесшинных подстанций глубоких вводов напряжением 110...220 кВ [6, 17, 18].

По способу защиты силового трансформатора подстанции по упрощенным схемам делятся на подстанции с отделителями и короткозамыкателями, с короткозамыкателями, вообще без коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения.

Одной из разновидностей схемы является схема с установкой короткозамыкателя, на который поступает сигнал при внутреннем повреждении в силовом трансформаторе ГПП. Короткозамыкатель создает преднамеренное КЗ на линии, защита линии срабатывает и отключает выключатель, установленный в начале линии. Таким образом, поврежденный трансформатор отключается от питающей сети. Высоковольтный выключатель, установленный на питающей подстанции, выполняет защитную функцию для питающей высоковольтной линии и силового трансформатора, установленного на ГПП предприятия, при этом к выключателю присоединяется устройство АПВ. В этих случаях выключатель, установленный у источника питания, после неуспешного

автоматического повторного включения снова отключается. Работа схемы на этом со стороны высокого напряжения заканчивается, и питающая линия остается в отключенном состоянии до устранения неисправности в подключенном к ней силовом трансформаторе.

Поскольку данная схема является устаревшей и не используется при новом проектировании, то для повышения надежности электроснабжения и селективности устанавливаем на стороне высокого напряжения подстанции высоковольтные выключатели. На стороне низкого напряжения используем двойную секционированную систему сборных шин.

## 6 Определение значений токов КЗ

В системе трехфазного переменного тока могут возникнуть непредусмотренные соединения проводников двух или трех фаз между собой или на землю, называемые короткими замыканиями (КЗ). Это происходит при набрасывании проводника на воздушную линию, при повреждении кабеля, падении поврежденной опоры воздушной линии со всеми проводами на землю, перекрытии фаз животными и птицами, обрыве проводов и т. д.

В результате КЗ резко снижается сопротивление электрической цепи, так как полные сопротивления фазовых нагрузок одной, двух или всех трех фаз оказывается зашунтированным вследствие соединения проводов «накоротко». В точке КЗ сопротивление фаз источника в линии составляет лишь небольшую долю сопротивления нагрузки. Поэтому сила тока в короткозамкнутой цепи намного превышает силу рабочего тока цепи. Наибольшая сила тока короткого замыкания обычно получается при трехфазном. Поэтому для выбора электрического оборудования определяют силу тока при трехфазном коротком замыкании [6, 19].

Составляем две схемы: расчетную и схему замещения. На схемы наносим точки в которых будут определяться значения токов КЗ. Схемы изображены на рисунке 6.1.

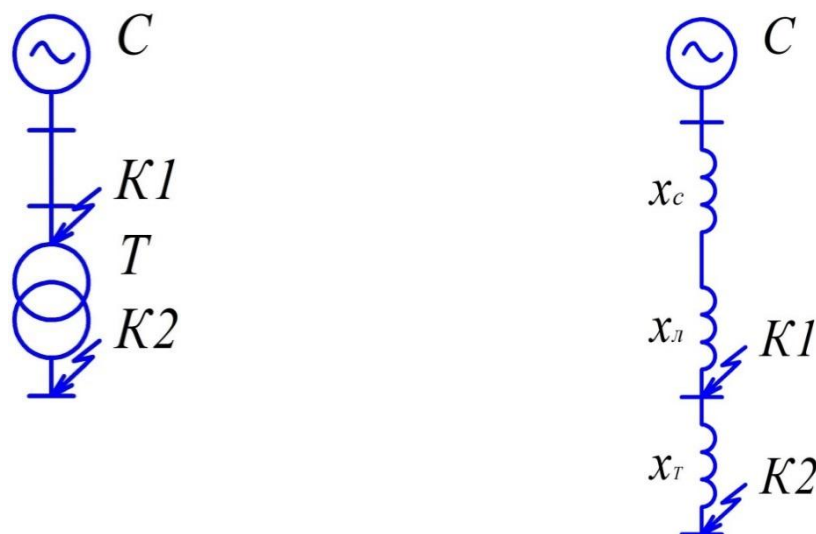


Рисунок 6.1 – Расчетная схема и схема замещения

Исходные данные для расчетов токов коротких замыканий:

Внешняя электроэнергосистема:  $U_{cp} = 115$  кВ;  $S_{\sigma} = 1000$  МВА;

$S_{\kappa} = 2400$  МВА.

Двухцепная воздушная линия электропередачи от ПС электроэнергосистемы до ГПП предприятия:  $x_{y\delta} = 0,4$  Ом/км;  $L = 12$  км.

Силовой трансформатор ГПП предприятия:  $S_{\mu} = 16$  МВА;

$U_{\kappa} = 10.5$  %.

«Сопротивление системы находим по выражению» [6]:

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

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{2400} = 0.417.$$

«Сопротивление ВЛЭП находим по выражению» [6]:

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

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 12 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.181.$$

«Сопротивление силового трансформатора ГПП находим по выражению» [6]:

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

$$x_{T.\delta} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6.563.$$

## 6.1 Определение токов КЗ в точке К1

«Суммарное сопротивление цепи находим по выражению» [6]:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{БЛ.б}; \quad (6.4)$$
$$x_{рез1} = 0.417 + 0.181 = 0.598.$$

Значение базисного тока определим по формуле:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.5)$$
$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ находим по выражению» [6]:

$$I_{к1}^3 = \frac{E_{б}}{x_{рез1}} \cdot I_{б}; \quad (6.6)$$
$$I_{к1}^3 = \frac{1}{0.598} \cdot 5.02 = 8.393 \text{ кА};$$

«Значение ударного тока КЗ находим по выражению» [6]:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^3 \cdot K_{уд}; \quad (6.7)$$
$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 8.393 \cdot 1.82 = 21.604 \text{ кА}.$$

## 6.2 Определение токов КЗ в точке К2

«Суммарное сопротивление цепи находим по выражению» [6]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (6.8)$$
$$x_{рез2} = 0.598 + 6.563 = 7.161.$$

Значение базисного тока определим по формуле:

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

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

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ находим по выражению» [6]:

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

$$I_{к2}^3 = \frac{1}{7.161} \cdot 54.986 = 7.679 \text{ кА};$$

«Значение ударного тока КЗ находим по выражению» [6]:

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

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 7.679 \cdot 1.87 = 20.307 \text{ кА}.$$

Полученные значения токов КЗ в точках К1 и К2 сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Полученные значения токов КЗ в точках К1 и К2

Точка короткого замыкания	$U_{сн}$ , кВ	$\kappa_{уд}$	$I_{к}^3$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	115	1.82	8.4	21.6
2	10.5	1.87	7.7	20.3

## **7 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП завода**

Токоведущие части (шины, кабели), изоляторы и аппараты всех видов (выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы тока) должны проверяться на соответствие номинальных параметров расчетным в нормальном режиме и при коротких замыканиях.

При выборе аппаратов и проводников для высоковольтных электроустановок должны учитываться: прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях; допустимый нагрев токами в нормальных и форсированных режимах; стойкость в режиме короткого замыкания; технико-экономическая целесообразность; допустимые потери напряжения в нормальных и аварийных режимах; достаточная механическая прочность; соответствие окружающей среде и роду установки [6, 20].

### **7.1 Выбор основных электрических аппаратов на стороне ВН ГПП**

#### **7.1.1 Выбор высоковольтного выключателя 110 кВ**

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем установке высоковольтный выключатель ВГБ-110А, внешний вид которого представлен на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 - Внешний вид высоковольтного выключателя ВГБ-110А



Условия выбора и проверки высоковольтных выключателей [20]:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.1)$$

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

- «соответствие номинального тока выключателя протекающему в цепи» [20]:

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

$$112 \text{ А} < 2000 \text{ А},$$

где значение максимального тока:

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

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ А};$$

- возможность отключения максимального тока короткого замыкания:

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

$$8.4 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

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

$$6.6 \text{ кА} \leq 23.8 \text{ кА},$$

где

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

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.4 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.11}} = 6.6 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 40 = 23.8 \text{ кА},$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

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

$$8.4 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с.}, \quad (7.9)$$

$$21.6 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

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

$$15.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 103.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

### 7.1.2 Выбор разъединителя 110 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем установке разъединитель РДЗ-2-110/1000 УХЛ1, внешний вид которого представлен на рисунке 7.2.

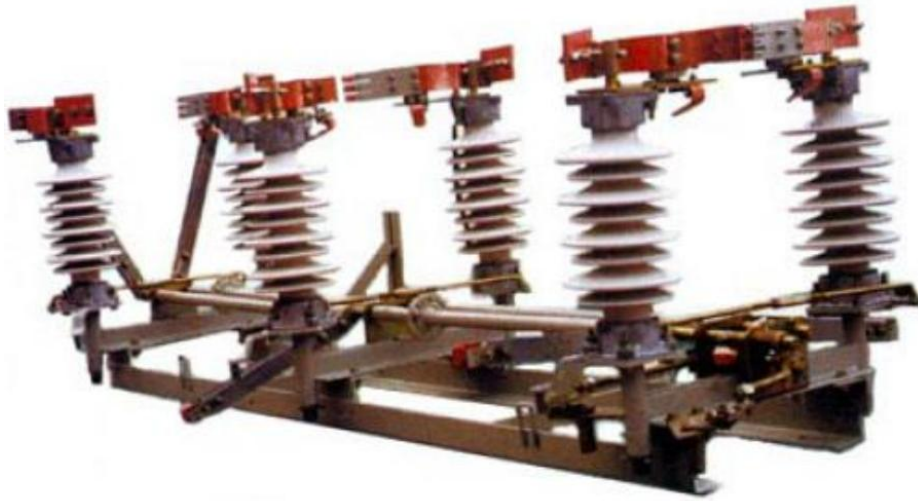


Рисунок 7.2 - Внешний вид разъединителя РДЗ-2-110/1000 УХЛ1

Условия выбора и проверки разъединителя:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.11)$$

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

- «соответствие номинального тока разъединителя протекающему в цепи» [20]:

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

$$112 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

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

$$21.6 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА};$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

$$B_{\kappa} \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (7.14)$$

$$15.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 71.9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

### 7.1.3 Выбор трансформатора тока 110 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем установке трансформатор тока ТФЗМ-110У1-200-0,5.

Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.15)$$

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

- «соответствие номинального тока трансформатора тока протекающему в цепи» [20]:

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

$$112 \text{ А} \leq 200 \text{ А};$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

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

$$24.9 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл},, \quad (7.18)$$

$$19.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 62.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- не превышение величины вторичной нагрузки максимально допустимой для выбранного класса точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (7.19)$$

в расчетах можно принять  $Z_2 \approx R_2$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне ВН СТ является амперметр с номинальной мощностью 0,12 ВА. Найдем значение сопротивления приборов в цепи:

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

$$R_{приб} = \frac{0.12}{5^2} = 0.0048 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов находим по выражению» [20]:

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

$$R_{пр} = 1.2 - 0.0048 - 0.1 = 1.0952 \text{ Ом}.$$

Из найденного значения сопротивления найдем минимально допустимое сечение медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{np}}, \quad (7.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.0952} = 0.959 \text{ мм}^2.$$

Поскольку сечение проводника не может быть меньше минимально допустимого по механической прочности, то принимаем сечение равным 2.5 мм<sup>2</sup>.

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

#### 7.1.4 Выбор гибких шин

Для гибких шин выбираем алюминиевые провода типа АС со стальным сердечником.

«Сечение провода по экономической плотности тока находим по выражению» [20]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (7.23)$$

$$s = \frac{80}{1.1} = 73 \text{ мм}^2.$$

По справочным данным выбираем провод АС-70/16 мм<sup>2</sup> с I<sub>доп</sub> = 265 А.

«Наибольшую критическую напряженность электрического поля находим по выражению» [20]:

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

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

«Напряженность вблизи проводника находим по выражению» [20]:

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

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

Выполним проверку на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (7.26)$$
$$27.1 \text{ кВ/м} < 31.2 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный провод типа АС-70/16 удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

## **7.2 Выбор основных электрических аппаратов на стороне НН ГПП**

### **7.2.1 Выбор высоковольтного выключателя 10 кВ**

На стороне НН ГПП предварительно принимаем установке высоковольтный выключатель VF-12.12.16.

Условия выбора и проверки высоковольтных выключателей [20]:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.27)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока выключателя протекающему в цепи» [20]:

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

$$1232 \text{ A} < 1250 \text{ A},$$

где значение максимального тока:

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

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1232 \text{ A};$$

- возможность отключения максимального тока короткого замыкания:

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

$$7.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

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

$$3.3 \text{ кА} \leq 10.7 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{\infty} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.32)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7.7 \cdot e^{\frac{-0.12}{0.1}} = 3.3 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 20 = 10.7 \text{ кА},$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

$$I_{к1}^{\infty} \leq I_{пр.с}, \quad (7.34)$$



$$7.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА} ;$$

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c} , \quad (7.35)$$

$$20.3 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА} ;$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

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

$$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 106.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

#### 7.2.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем установке трансформатор тока ТЛК-10-1500/5 УЗ.

Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n , \quad (7.37)$$

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

- «соответствие номинального тока трансформатора тока протекающему в цепи» [20]:

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

$$1232 \text{ А} \leq 1500 \text{ А} ;$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

$$i_{уд} \leq i_{элдин.см} , \quad (7.39)$$

$$20.3 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА} ;$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

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

$$16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 208.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

- не превышение величины вторичной нагрузки максимально допустимой для выбранного класса точности:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (7.41)$$

в расчетах можно принять  $Z_2 \approx R_2$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне НН СТ являются: счетчик активной и реактивной электрической энергии, амперметр, ваттметр, варметр с общей номинальной мощностью нагрузки 8 ВА. Найдем значение сопротивления приборов в цепи:

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

$$R_{приб} = \frac{8}{5^2} = 0.32 \text{ Ом} .$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов находим по выражению» [20]:

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

$$R_{np} = 1.2 - 0.32 - 0.1 = 0.78 \text{ Ом}.$$

Из найденного значения сопротивления найдем минимально допустимое сечение медного проводника:

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

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{0.78} = 1.01 \text{ мм}^2.$$

Поскольку сечение проводника не может быть меньше минимально допустимого по механической прочности, то принимаем сечение равным 2.5 мм<sup>2</sup>.

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

Аналогичным образом выбираем и проверяем трансформаторы тока, устанавливаемые на отходящие линии.

### 7.2.3 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем установке трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-10.02 УЗ.

Условия выбора и проверки трансформатора напряжения:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.45)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности;

- не превышение величины вторичной нагрузки максимально допустимой для выбранного класса точности:

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

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

Вторичной нагрузкой трансформатора напряжения на стороне НН СТ являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии с общей номинальной мощностью нагрузки 74 Вт и 166 вар.

$$182 \text{ ВА} \leq 225 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

#### 7.2.4 Выбор жестких шин

Жесткие шины при напряжении сети выше 1 кВ выбираем по экономической плотности тока по формуле:

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

$$s = \frac{880}{1} = 880 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению выбираем шины из алюминиевого сплава прямоугольной формы с размерами 80 мм на 10 мм с  $I_{доп}=1480 \text{ А}$ .

«Минимально допустимое сечение шины по условию термической стойкости находим по выражению» [20]:

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

$$s_{min} = \frac{\sqrt{16} \cdot 10^3}{66} = 60.6 \text{ мм}^2.$$

«Сила, воздействующая на шины во время трехфазного КЗ может быть определена по выражению» [20]:

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

$$F_{max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 3 \cdot 20300^2 \cdot 1 \cdot 1 = 214.1 \text{ Н}.$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины находим по выражению» [20]:

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

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.08^2}{6} = 1.1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника находим по выражению» [20]:

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

$$\sigma_{max} = \frac{214.1 \cdot 3}{8 \cdot 1.1 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 7.5 \text{ МПа}.$$

Проверяем на электродинамическую устойчивость:

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

$$7.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

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

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

«Момент инерции поперечного сечения проводника находим по выражению» [20]:

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

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.08^3}{12} = 4.3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Частоту собственных колебаний находим по выражению» [20]:

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

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 3^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4.3 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 19.1 \text{ Гц}.$$

Т.к. частота собственных колебаний не превышает значения 30Гц, то отсутствуют условия для возникновения механического резонанса.

### 7.2.5 Выбор опорных изоляторов

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке опорные изоляторы ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Условия выбора и проверки опорных изоляторов:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.57)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышение величины максимальной нагрузки на головку опорного изолятора:

$$F_{\max} \leq F_{доп}, \quad (7.58)$$

$$214.1 \text{ Н} < 1588 \text{ Н},$$

где

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

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.17} = 1588 \text{ Н}.$$

где

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

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.08}{2} = 0.17.$$

Выбранные опорные изоляторы удовлетворяют условиям проверки и могут быть установлены на ГПП.

#### 7.2.6 Выбор проходных изоляторов

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке проходные изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ2.

Условия выбора и проверки проходных изоляторов:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [20]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока изолятора протекающему в цепи» [20]:

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

$$1232 \text{ А} < 1600 \text{ А};$$

- не превышение величины максимальной нагрузки на головку проходного изолятора:

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

$$61.8 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

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

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{20300^2}{1} \cdot 3 \cdot 10^{-7} = 61.8.$$

Выбранные проходные изоляторы удовлетворяют условиям проверки и могут быть установлены на ГПП.



## 8 Определение параметров системы заземления на ГПП завода

Напряжение прикосновения не должно превышать 500 В при времени протекания тока КЗ 0,12 с, определяемым собственным временем срабатывания выбранного выключателя и времени действия релейной защиты.

«Напряжение на заземлителе находим по выражению» [8]:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{\kappa_{II}}, \quad (8.1)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.273} = 1828 \text{ В},$$

где значение коэффициента напряжения прикосновения может быть найдено по формуле:

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

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{6 \cdot 320}{12 \cdot \sqrt{2100}}\right)^{0.45}} = 0.269,$$

а значение коэффициента, зависящего от величины сопротивления тела человека определяется:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + 1.5\rho_{в.с}}, \quad (8.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.94.$$

Найденное значение напряжения на заземлителе не превышает допустимого значения 10 кВ.

Условием правильного выбора заземляющего устройства является не превышение его сопротивления установленного допустимого значения:

$$R_3 < R_{3,доп}. \quad (8.4)$$

«Число ячеек для расчетной модели заземлителя находим по выражению» [8]:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (8.5)$$
$$m = \frac{320}{2 \cdot \sqrt{2100}} - 1 \approx 2.$$

«Длину полос в расчетной модели находим по выражению» [8]:

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (8.6)$$
$$L_2 = 2\sqrt{2100} \cdot (2+1) = 275 \text{ м.}$$

«Длина стороны ячейки может быть определена по выражению» [8]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (8.7)$$
$$b = \frac{\sqrt{2100}}{2} = 22.9 \text{ м.}$$

«Число вертикальных заземлителей, размещаемых по контуру, находим по выражению» [8]:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_6}, \quad (8.8)$$

$$n_6 = \frac{\sqrt{2100} \cdot 4}{1 \cdot 6} \approx 31.$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6, \quad (8.9)$$

$$L_6 = 6 \cdot 31 = 186 \text{ м.}$$

«Относительную глубину погружения вертикальных заземлителей находим по выражению» [8]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.10)$$

$$6 \frac{5 + 0.7}{\sqrt{2100}} = 0.146.$$

«Суммарное сопротивление сложного заземлителя находим по выражению» [8]:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (8.11)$$

$$R_3 = 0.321 \cdot \frac{40}{\sqrt{2100}} + \frac{40}{320 + 186} = 0.36 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left( 0.444 - 0.84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (8.12)$$

$$A = 0.444 - 0.84 \cdot 0.146 = 0.321;$$

Полученное значение не превышает допустимого значения 0,5 Ом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе решены задачи по проектированию системы электроснабжения завода технологической оснастки. Выполнен расчет ожидаемых максимальных электрических нагрузок по каждому из цехов завода технологической оснастки и найдены значения суммарной нагрузки, которая с учетом высоковольтных электроприемников, но без учета устройств компенсации РМ составила 34 МВА. Были выбраны силовые трансформаторы 10/0,4 кВ для размещения в цеховой КТП штамповочного цеха и определен состав необходимых средств компенсации реактивной мощности. На трансформаторной подстанции штамповочного цеха выбраны два энергосберегающих трансформатора типа ТМГ12-1000 и две КУ АУКРМ с номинальной реактивной мощностью по 45 квар каждая. Выбран для размещения на ГПП завода первый вариант, из двух рассмотренных, с установкой трансформаторов ТДН-16000/110. Определена схема главной понизительной подстанции предприятия. Для повышения надежности электроснабжения и селективности принята на стороне высокого напряжения подстанции схема с высоковольтными выключателями. Выполнен расчет значений токов короткого замыкания для проверки выбранного оборудования на ГПП: высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, жесткой и гибкой ошиновки и др. Определены параметры системы заземления на ГПП завода, всего устанавливается 31 вертикальный заземлитель.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
2. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических цепей: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 96 с.
3. Старкова Л.Е. Справочник цехового энергетика : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2013. 352 с.
4. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.
5. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
6. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
7. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
9. Yatsuk V., Mykyjchuk M., Bubela T. Ensuring the measurement efficiency in dispersed measuring systems for energy objects // Studies in Systems, Decision and Control. 2019. pp. 131-149.
10. Мельников М.А. Внутризаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
11. 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.
12. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.

13. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие. Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. 271 с.
14. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2014. 106 с.
15. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
16. Комиссаров Ю.А., Бабокин Г.И. Общая электротехника и электроника : учебник. 2-е изд., испр. и доп. М. : ИНФРА-М, 2017. 479 с.
17. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
18. Bogdanov D., Farfan J., Sadovskaia K., Aghahosseini A., Child M., Gulagi A., Oyewo A.S., de Souza Noel Simas Barbosa L., Breyer C. Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps // Nature Communications. 2019, №10 (1), p.p. 1077-1080.
19. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
20. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.