

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения предприятия по выпуску комплектующих для спецтехники

Студент

А.А. Доценко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

## Аннотация

Бакалаврская работа посвящена вопросам обеспечения надежного и экономичного электроснабжения электроприемников предприятия по выпуску комплектующих для спецтехники.

В работе были определены максимальные значения расчетных нагрузок по каждому цеху предприятия в отдельности, а также в целом по предприятию. По итоговому суммарному значению низковольтной и высоковольтной нагрузки предприятия была определена потребность в количестве и номинальной мощности трансформаторных подстанций. Решены вопросы компенсации реактивной мощности, определены количество и номинальная мощность конденсаторных установок.

Определено экономически целесообразное напряжение питающей линии электропередачи для схемы внешнего электроснабжения предприятия, по технико-экономическим критериям выбрана оптимальная мощность силовых трансформаторов для установки на главной понизительной подстанции предприятия по методу наименьших приведённых затрат.

Рассмотрены варианты компоновки открытого распределительного устройства ГПП предприятия и выбранного варианта обладающие наилучшими характеристиками.

Определены значения токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции, которые использовались при проверке выбранного электрооборудования.

Произведен расчет параметров контура системы заземления на ГПП предприятия.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 63 листа, включая четыре таблицы, 4 рисунка и 6 листов с чертежами и плакатами, выполненными на формате А1

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия по производству комплектующих для специальной техники .....	6
2 Расчёт максимальных значений низковольтной и высоковольтной электрической нагрузки по предприятию .....	8
3 Определение числа и номинальной мощности силовых трансформаторов и конденсаторных установок для размещения на цеховых комплектных трансформаторных подстанциях .....	14
4 Определение числа и номинальной мощности силовых трансформаторов для установки на главной понизительной подстанции предприятия .....	24
4.1 Первый вариант установки на ГПП предприятия силовых трансформаторов ТДН-16000/110/10 .....	26
4.2 Второй вариант установки на ГПП предприятия силовых трансформаторов ТРДН -25000/110/10/10 .....	30
5 Выбор электрических схем ОРУ и ЗРУ на ГПП предприятия .....	35
6 Расчёт токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН ГПП .....	36
6.1 Расчет значений тока короткого замыкания в К1 .....	37
6.2 Расчет значений тока короткого замыкания в К2 .....	38
7 Выбор по номинальным параметрам и проверка на стойкость к токам короткого замыкания электрических аппаратов, устанавливаемых на ГПП предприятия .....	40
7.1 Выбор и проверка электрооборудования на напряжение 110 кВ .....	40
7.2 Выбор и проверка электрооборудования на напряжение 10 кВ .....	47
8 Расчет параметров контура системы заземления на ГПП предприятия .....	58
Заключение .....	61
Список используемых источников.....	62

## Введение

Электроэнергетический комплекс является одним из основных звеньев функционирования системы производства, без которого невозможен ни выпуск продукции, ни обеспечение потребностей современных жителей.

Надежное и бесперебойное функционирование электроэнергетических систем связано с рядом особенностей:

1. Неразрывность процессов производства электрической энергии, её трансформации, передачи по сетям высокого напряжения, передачи по распределительным сетям и потребления в технологическом процессе.

2. Влияние работы отдельных потребителей на остальные элементы электрической сети, что может приводить к ухудшению качества электрической энергии самими потребителями, а также передаче кондуктивных помех в электрические сети других потребителей.

3. Большое разнообразие промышленных потребителей, которое связано с различными методами преобразования электрической энергии и её использованием в технологическом процессе, а также необходимостью обеспечения заданных требований по надежности электроснабжения различных потребителей [1-5].

Из этих особенностей вытекают требования, предъявляемые к системам электроснабжения промышленных предприятий:

- быстрота протекания процессов в системе электроснабжения и взаимосвязь всех её элементов делают необходимым установку огромного количества коммутационной и защитной аппаратуры, а также средств автоматики для управления электрическим режимом, при этом системы электроснабжения могут быть достаточно протяженными;

- особенности технологического процесса на различных производствах приводят к необходимости применения различных схемных решений, а также большого количества различных аппаратов необходимых для функционирования системы электроснабжения;

- при проектировании системы электроснабжения необходимо учитывать возможность её расширения и трансформации без коренного переустройства при изменении и обновлении технологического процесса на предприятии, должен быть учтен в план ввода дополнительных мощностей на ближайшую и среднюю перспективу, кроме того при проектировании необходимо обращать внимание не только на низкие капитальные затраты при первоначальном строительстве системы, но и на снижение издержек при её эксплуатации в будущем [6].

Цель бакалаврской работы заключается в разработке системы электроснабжения предприятия по производству комплектующих для специальной техники, которая позволит при минимальных капитальных затратах обеспечить требования к надежности электроснабжения, экономичность и удобство при эксплуатации.

## **1 Характеристика предприятия по производству комплектующих для специальной техники**

«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» [1].

Предприятие выпускает ряд специальных машин, установок и специализированного навесного оборудования.

Водопонижение является неотъемлемой частью строительных работ, направленной на снижение уровня подземных вод искусственным путем. Другими словами, это отвод воды или ее удержание на расстоянии от места производства работ.

Данные работы необходимы для защиты наземных, так и подземных строений, а также при строительстве котлованов на водонасыщенных и болотистых грунтах.

Предприятие предлагает малогабаритную буровую установку для направленного бурения, которая предназначена для работы совместно с эскалатором в качестве дополнительного оборудования и используется для выполнения скважин, как в вертикальных, так и в наклонных мягких грунтах. Установка позволяет выполнять скважины глубиной до 6 м. Максимальный диаметр скважины – 110 мм.

Установка бурильная типа SBU-125 сочетает мощность и многофункциональность. Может пробурить самые крепкие породы даже в северных условиях. Устойчивость установки обеспечивают гидролапы.

Установка имеет 4-цилиндровый двигатель с турбонаддувом. Максимальная глубина бурения – 100 м. Установка снабжена специальным податчиком для автоматической замены штанг и бурового инструмента. Имеет возможность регулировки мачты в 2-х плоскостях

Тросовый разрушитель на 60 тонн. Тросовые установки применяются для разрушения существующих труб и затягивания на их место новых.

Данная технология применяется для замены водопроводных труб домовых вводов в жилых и коммерческих зданиях, при реновации водопроводных и канализационных сетей, для прокладки кабельных футляров и линий связи. Установки достаточно компактные и могут эффективно использоваться в стеснённых условиях.

Установка управляемого прокола Р30 РИТ. Установка прокола с 32-ти тонным тяговым усилием позволяет протягивать металлические трубы и трубы ПНД до 377 мм в диаметре на длину до 100 м. Установка запитывается от собственной маслостанции, обеспечивающей автономную работу оборудования в полевых условиях. При необходимости комплектуется всем необходимым инструментом.

Системы для приготовления раствора с загрузочным бункером, воронкой "Вентури", с тремя режимами циркуляции (включая режим подачи раствора в машину под напором), двигатель мощностью не менее 13 л.с., напорно-всасывающим рукавом длиной не менее 30 м, пластиковая емкость объемом не менее 5 м<sup>3</sup>.

Таким образом предприятие выпускает широкий спектр востребованной техники и установок, применяемых в бурении, геологоразведке и при производстве работ в коммунальных городских службах.

## 2 Расчёт максимальных значений низковольтной и высоковольтной электрической нагрузки по предприятию

«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» [7].

Для нахождения расчетных значений мощностей по цехам предприятия воспользуемся методом коэффициента максимума [8]:

«Данный метод базируется на двух коэффициентах: коэффициенте использования  $K_u$  и коэффициенте максимума  $K_m$ . 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  $n_{эф}$ » [8]:

$$n_{эф} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{ном.i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}^2}. \quad (1)$$



Используя справочные таблицы определяем  $K_m$ , в зависимости от значений  $n_{эф}$  и  $K_{u.ср}$ , где  $K_{u.ср}$  – «средний коэффициент использования для данной группы ЭП, который определяется по формуле» [8]:

$$K_{u.ср} = \frac{\sum_1^n P_{см.i}}{\sum_1^n P_{ном.i}}, \quad (2)$$

где  $n$  – число групп ЭП в расчетном узле питания.

«Коэффициент максимума может быть определен аналитическим способом» [8]:

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

$$K_m = 1 + \frac{1.4}{\sqrt{n_{эф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1.2 \cdot K_{u.ср}}{K_{u.ср} - 0.01}}, \text{ если выполняется условие}$$

$$0.15 < K_{u.ср} < 0.8 \text{ и } n_{эф} > 10, \quad (3)$$

$$K_m = 1, \text{ если выполняется условие } K_{u.ср} \geq 0.8.$$

Методика расчета выглядит следующим образом:

а) Коэффициенты использования и мощности определяются по оцифрованной базе данных типовых промышленных электроприемников, размещенной на <https://online-electric.ru>.

б) «Для каждой группы электроприемников определяется значение среднесменной нагрузки» [8]:

$$P_{см.i} = K_{u.i} \cdot \sum_1^n P_{ном.i}; \quad Q_{см.i} = P_{см.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (4)$$

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

$$P_{см.Σ} = \sum_1^k P_{ном.i}; \quad Q_{см.Σ} = \sum_1^k Q_{ном.i}, \quad (5)$$

где  $k$  - количество групп ЭП в расчетном узле питания.

г) Определяем среднее значение коэффициента использования по рассматриваемому узлу питания  $K_{и.ср}$  по ф-ле 2.2.

д) Определяем эффективное число электроприемников  $n_{эф}$  по ф-ле 2.1. Полученное значение округляем до целого и проверяем, чтобы оно не было больше фактического числа ЭП.

е) Определяем коэффициент максимума по справочной таблице, соответствующей рассматриваемому узлу питания  $K_m$ , или по ф-ле 2.3.

ж) «Находится значение расчетной нагрузки в целом по цеху предприятия» [8]:

$$P_p = K_m \cdot P_{смΣ};$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{смΣ} \text{ если выполняется условие } n_{эф} \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{см.Σ} \text{ если выполняется условие } n_{эф} > 10;$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (6)$$

Расчет высоковольтных электроприемников производим аналогично, учитывая возможность использования синхронных электродвигателей для компенсации реактивной мощности в сетях промпредприятия.

Определяем итоговое значение расчетных максимальных нагрузок по предприятию суммируя полученные значения.

Полученные результаты расчетов номинальных групповых нагрузок, среднесменных мощностей по отдельным группам и полученные расчетные максимальные значения сводим таблицу 1.

Таким образом в данном разделе на основе исходных данных и справочной информации по коэффициентам использования и коэффициентам мощности были определены среднесменные активные и реактивные нагрузки по цехам предприятия, а на основе их и коэффициента максимума найдены значения расчетных нагрузок. Путем сложения полученных расчетных данных по нагрузкам 0,4 кВ и 10 кВ были получены итоговые значения по предприятию в целом.

Таблица 1 – Результаты расчетов номинальных групповых нагрузок, среднесменных мощностей по отдельным группам и полученные расчетные максимальные значения

Произв. цеха предпр.	$P_n$ , 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 штамповки	3650	34.76	105	0.26	0.73	0.94	949	888.48	1.1	1043.90	888.48	1370.81
Цех терм. обработки	11200	37.33	300	0.31	0.62	1.27	3472	4393.77	1.03	3576.16	4393.77	5665.17
Корпус мехобработки	8310	29.68	280	0.33	0.75	0.88	2742.3	2418.48	1.03	2824.57	2418.48	3718.50
Административно- управлен. корпус	150	7.50	20	0.37	0.65	1.17	55.5	64.89	1.21	67.16	71.38	98.00
Корпус гальванич. обработки	4430	18.85	235	0.43	0.75	0.88	1904.9	1679.96	1.03	1962.05	1679.96	2583.00
Пр-во технол. оснастки	3310	23.64	140	0.42	0.8	0.75	1390.2	1042.65	1.04	1445.81	1146.92	1845.47
Цех литья №1	4730	63.07	75	0.39	0.7	1.02	1844.7	1881.97	1.1	2029.17	2070.17	2898.81
Цех литья №2	8210	52.97	155	0.36	0.7	1.02	2955.6	3015.32	1.05	3103.38	3316.85	4542.29
Цех литья №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 1

Произв. цеха предпр.	$P_n$ , 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
Ремонтная площадка	860	27.74	31	0.34	0.6	1.33	292.4	389.87	1.18	345.03	428.85	550.42
Деревообр. цех	390	19.50	20	0.68	0.8	0.75	265.2	198.90	1.11	294.37	218.79	366.78
<b>Всего на напряж. 0,4 кВ</b>	53120	7.5...63.07	1509	0.36	-	0.98	19260	18962.5	-	20215.53	19920.7	28381.4
Цех литья №1	500	250	2	0.33	0.72	0.96	165	159.04	2.1	346.50	159.04	381.25
Цех литья №2	3750	1250	3	0.48	0.8	0.75	1800	1350.0	1.65	2970.00	1350.00	3262.42
Цех литья №3	3150	630	5	0.47	0.85	0.62	1480.5	917.53	1.55	2294.78	917.53	2471.41
<b>Всего на напряж. 10 кВ</b>	7400	250...1250	10	0.47	-	0.70	3445.5	2426.5	-	5611.28	2426.57	6113.48
<b>Σ по заводу</b>	60520	7.5...1250	1516	0.38	-	0.94	22706	21389.1	-	25826.8	22347.3	34152.9

### **3 Определение числа и номинальной мощности силовых трансформаторов и конденсаторных установок для размещения на цеховых комплектных трансформаторных подстанциях**

«Подстанции напряжением 6...10/0,4...0,66 кВ по месту нахождения на территории объекта делятся следующим образом [7, 9, 10]:

- 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)» [7].

Выполним выбор СТ на примере цеха штамповки.

Номинальную мощность цехового СТ находим по ф-ле:

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

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

По каталогу завода-изготовителя СТ выбираем ближайшее значение большей мощности  $S_{HT} = 1000 \text{ кВА}$ .

Первым рассмотрим вариант размещения в трансформаторной подстанции двух трансформаторов типа ТМГ12-1000.

По каталогу завода-изготовителя СТ определяем паспортные данные выбранных трансформаторов:  $\Delta P_{XX} = 1.65 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 10.85 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.9 \%$ ,  $u_{K3} = 5.6 \%$ ,  $K_T = 534 \text{ тыс. руб.}$ .

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

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (8)$$

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

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (9)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим экономически целесообразную величину реактивной мощности в часы максимальной нагрузки:

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

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

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

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

При расчетах используется минимальное из определенных значений, равное  $Q_{\text{э1}} = 323.4 \text{ квар.}$

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

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

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

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

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

Так как в период минимального использования мощности потребителями в ЭЭС наблюдается повышение уровня напряжения, то используем максимальное найденное значение в расчетах, равное:  $Q_{\text{э2}} = 487.4 \text{ квар.}$



Общая мощность конденсаторных установок, требуемая для размещения на КТП составит [10]:

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

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 974,8 - 323,4 = 797,6 \text{ квар.}$$

При этом возможна установка нерегулируемых КУ с общей мощностью, равной:

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

$$Q_{ку\min} = 487,4 - 487,4 = 0.$$

То есть выбранные КУ, должны обеспечивать регулирование выдаваемой реактивной мощности во всем диапазоне.

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

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

$$Q_{\varepsilon H} = 323,4 - (974,8 - 901,9) = 250,5 \text{ квар.}$$

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

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1141,1^2} = 811,1 \text{ квар,}$$

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

$$Q_{КУН} = 901,9 - 811,1 = 90,8 \text{ квар,}$$

$$Q_{.KVВ} = Q_{KV \max} - Q_{KVН} , \quad (22)$$

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

По результатам расчетов принимаем для установки в КТП цеха штамповки 2 силовых трансформатора типа ТМГ12-1000 и 2 автоматические регулируемые конденсаторные установки типа АУКРМ с максимальным значением, выдаваемой реактивной мощности равным 45 квар у каждой установки.

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

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

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{4574}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2960.7 \text{ ч.}$$

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

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

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

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

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

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

Найдем годовую стоимость потерь электрической энергии на холостом ходу и под нагрузкой в одном трансформаторе КТП:

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

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

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

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

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

Вторым рассмотрим вариант размещения в трансформаторной подстанции двух трансформаторов типа ТМГ12-1250.

По каталогу завода-изготовителя СТ определяем паспортные данные выбранных трансформаторов:  $\Delta P_{XX} = 1.85 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 12.45 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.9 \%$ ,  $u_{K3} = 6.1 \%$ ,  $K_T = 811 \text{ тыс.руб.}$

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

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (28)$$

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

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (29)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим экономически целесообразную величину реактивной мощности в часы максимальной нагрузки:

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

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

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

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

При расчетах используется минимальное из определенных значений, равное  $Q_{\text{э1}} = 324 \text{ квар.}$

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

$$Q_{\text{э2,в}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (35)$$

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

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 499.6 + 0 = 499.6 \text{ квар.}$$

Так как в период минимального использования мощности потребителями в ЭЭС наблюдается повышение уровня напряжения, то используем максимальное найденное значение в расчетах, равное:  
 $Q_{\varepsilon 2} = 499.6$  квар.

Общая мощность конденсаторных установок, требуемая для размещения на КТП составит [10]:

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (37)$$
$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 999.1 - 324 = 825 \text{ квар.}$$

При этом возможна установка нерегулируемых КУ с общей мощностью, равной:

$$Q_{ку\min} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (38)$$
$$Q_{ку\min} = 499.6 - 499.6 = 0.$$

То есть выбранные КУ, должны обеспечивать регулирование выдаваемой реактивной мощности во всем диапазоне.

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

$$Q_{\varepsilon n} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (39)$$
$$Q_{\varepsilon n} = 324 - (999.1 - 901.9) = 226.7 \text{ квар.}$$

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

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

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

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

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

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

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

Полученное значение  $Q_{KVH} < 50$  квар указывает на нецелесообразность размещения КУ 0,4 кВ.

По результатам расчетов принимаем для установки в КТП цеха штамповки 2 силовых трансформатора типа ТМГ12-1250 и 2 конденсаторные установки на номинальное напряжение 10 кВ УКРП с максимальным значением, выдаваемой реактивной мощности равным 300 квар у каждой установки.

Найдем годовую стоимость потерь электрической энергии на холостом ходу и под нагрузкой в одном трансформаторе КТП:

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

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

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

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

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

Вывод по разделу: полученное в результате расчетов значение приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами типа

ТМГ12-1000 равно 411 тыс.руб., что почти в 1,5 раза меньше значения приведенных затрат на размещение подстанции с силовыми трансформаторами типа ТМГ12-1250, которые составляют 620 тыс.руб. Таким образом окончательно принимаем для установки в КТП цеха штамповки 2 силовых трансформатора типа ТМГ12-1000 и 2 автоматические регулируемые конденсаторные установки типа АУКРМ с максимальным значением, выдаваемой реактивной мощности равным 45 квар у каждой установки. Для остальных цеховых трансформаторных подстанций промышленного предприятия расчеты по выбору трансформаторов и устройств компенсации производим по приведенной выше методике путем технико-экономического сравнения близких по параметрам вариантов и выбора варианта с наименьшей величиной приведенных затрат.

#### 4 Определение числа и номинальной мощности силовых трансформаторов для установки на главной понизительной подстанции 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]:

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

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

Определим суммарную нагрузку от ЭП предприятия и сторонних потребителей, получающих питание от ГПП предприятия:

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

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



Полное значение мощности нагрузки на ГПП предприятия:

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

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

Определяя значение реактивной мощности полагаем, что ее избыточное потребление будет скомпенсировано путем размещения высоковольтных и низковольтных устройств компенсации, а также путем использования реактивной мощности, выдаваемой синхронными двигателями в режиме перевозбуждения:

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

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

«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].

Так на предприятии практически в каждом промышленном цеху и здании размещаются электроприемники, относящиеся к первой и второй категориям по надежности электроснабжения, то выбираем для установки на ГПП 2 силовых трансформатора, при этом мощность каждого из них определяем исходя из возможности их эксплуатации в режиме периодической

перегрузке в послеаварийной ситуации или при производстве ремонтных работ:

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

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

По полученному значению выбираем ближайший по мощности больший двухобмоточный трансформатор мощностью 16000 кВА и следующий по мощности трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения мощностью 25000 кВА.

#### **4.1 Первый вариант установки на ГПП предприятия силовых трансформаторов ТДН-16000/110/10**

Используя справочные данные и информацию, представленную на сайте производителя силовых трансформаторов определяем их паспортные данные и текущую стоимость:  $\Delta P_{XX} = 19 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{КЗ} = 86.5 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.71 \%$ ,  $u_{КЗ} = 10.5 \%$ ,  $K_T = 25252 \text{ тыс. руб.}$

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

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

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

где

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

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

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

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

$$\Delta Q_{\kappa} = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (52)$$

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

$$\Delta P_{\kappa}' = \Delta P_{\kappa} + K_{un} \cdot \Delta Q_{\kappa}, \quad (53)$$

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

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

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.т}}, \quad (54)$$

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

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

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa}^{\wedge}, \quad (55)$$

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

Находим величину потерь электрической энергии в каждом из периодов, соответствующих ступеням годового графика нагрузки (рисунок 1) подстанции предприятия:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\phi}^2 \cdot \Delta P'_\kappa \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (56)$$

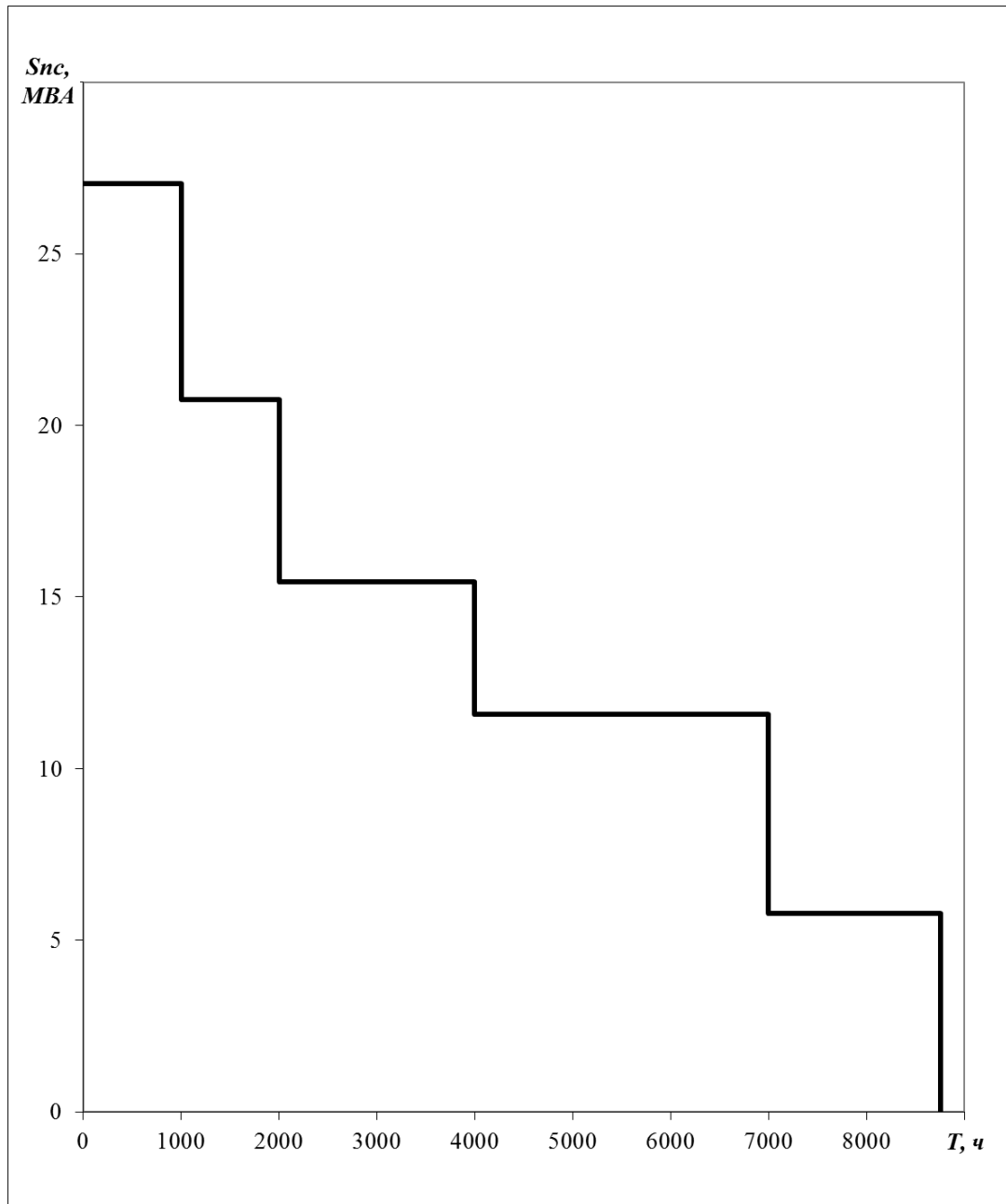


Рисунок 1 – Упорядоченный по убыванию мощности график нагрузки подстанции предприятия за год

Полученные значения потерь сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП предприятия

$i$	$S_{Bi}$ , <i>MBA</i>	$T_i$ , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$ , <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{xi}$ , <i>кВт·ч</i>
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
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 699477$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 432394$	

По суммарному значению потерь электроэнергии в СТ подстанции предприятия на интервале в один год находим рублевую оценку потерь:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (57)$$

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

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

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (58)$$

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

где  $K = 2 \cdot 25252 = 50504 \text{ тыс. руб.}$  – капиталовложения, эквивалентные стоимости покупки двух новых силовых трансформаторов ТДН-16000/110 по данным интернет-площадок и маркет-плейсов по торговле электротехническим оборудованием;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 50504 = 4747 \text{ тыс. руб.}$  – сумма годовых отчислений на обслуживание и ремонт.

## 4.2 Второй вариант установки на ГПП предприятия силовых трансформаторов ТРДН -25000/110/10/10

Используя справочные данные и информацию, представленную на сайте производителя силовых трансформаторов определяем их паспортные данные и текущую стоимость:  $\Delta P_{XX} = 26.5 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 121.5 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.66 \%$ ,  $u_{K3} = 10.5 \%$ ,  $K_T = 30865 \text{ тыс. руб.}$

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

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (59)$$
$$\Delta P_x' = 26.5 + 0.05 \cdot 165 = 34.75 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (60)$$
$$\Delta Q_x = 0.66 \cdot 25000 / 100 = 165 \text{ квар},$$
$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

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

- на стороне высокого напряжения трансформаторов ПС:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (61)$$
$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 25000 / 100 = 328.1 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (62)$$

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

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (63)$$

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

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- на стороне низкого напряжения трансформаторов ПС:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном,т} / 100, \quad (64)$$

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

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (65)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (66)$$

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

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (67)$$

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

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

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (68)$$

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

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (69)$$

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

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

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}} , \quad (70)$$

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

Находим величину потерь электрической энергии в каждом из периодов, соответствующих ступеням годового графика нагрузки подстанции предприятия:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \\ + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P'_{к.6} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (71)$$

Полученные значения потерь сводим в таблицу в таблицу 3.

По суммарному значению потерь электроэнергии в СТ подстанции предприятия на интервале в один год находим рублевую оценку потерь:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_9, \quad (72)$$

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



Таблица 3 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП предприятия

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{H1i}$ , MBA	$S_{H2i}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$ , кВт·ч
1	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
$\Sigma \Delta W_{xi} = 608820$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 430022$		

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

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_э + И_{\Delta WTC}, \quad (73)$$

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

где  $K = 2 \cdot 30864.66 = 61729.31 \text{ тыс.руб.}$  – капиталовложения, эквивалентные стоимости покупки двух новых силовых трансформаторов ТРДН-25000/ по данным интернет-площадок и маркет-плейсов по торговле электротехническим оборудованием;

$И_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 61729.31 = 5803 \text{ тыс.руб.}$  – сумма годовых отчислений на обслуживание и ремонт.

При сравнении двух вариантов установки силовых трансформаторов различной мощности на ГПП предприятия было установлено, что величина приведенных затрат для варианта с двумя трансформаторами ТДН-16000/110 составит 20,346 млн. руб., что меньше значения, полученного во втором рассмотренном варианте для двух трансформаторов ТРДН-25000/110, для которого приведенные затраты составили 23,814 млн. руб. Таким образом для установки на ГПП окончательно выбраны два силовых двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110.

## 5 Выбор электрических схем ОРУ и ЗРУ на ГПП предприятия

«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].

В настоящее время схемы с отделителями и короткозамыкателями признаны устаревшими и при новом проектировании подстанций не применяются, поэтому на стороне 110 кВ выбрана схема с двумя блоками и установкой высоковольтных выключателей со стороны ВН трансформаторов ГПП. На стороне низкого напряжения принята одиночная секционированная система шин с установкой АВР на секционном выключателе для обеспечения быстрого включения резервного питания при любой нештатной ситуации, приводящей к исчезновению напряжения на любой из секций шин низкого напряжения ГПП.

## 6 Расчёт токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН ГПП

«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].

Для расчетов токов КЗ разрабатываются расчетная схема и ее схема замещения (рисунок 2) в которую входят все основные элементы, по которым будет протекать ток короткого замыкания до расчетной точки.

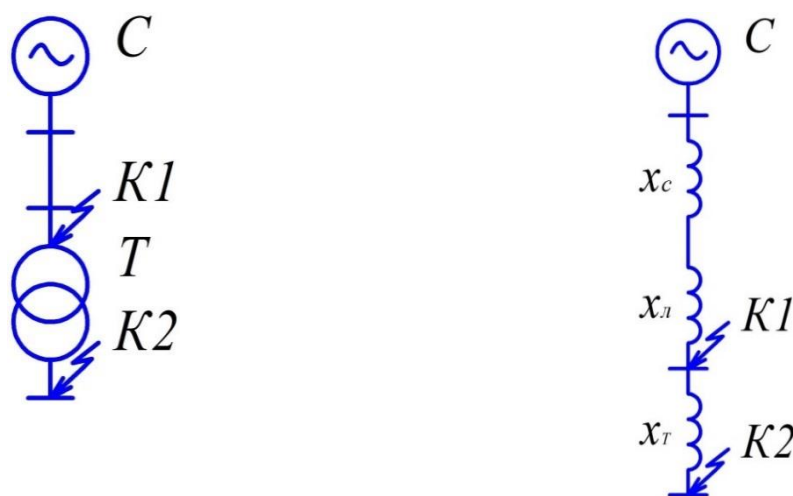


Рисунок 2 – Расчетная схема и ее схема замещения с указанием точек КЗ

Параметры внешней системы, линии и трансформатора на ГПП:

Напряжение и мощность КЗ внешней ЭЭС:  $U_{cp} = 115$  кВ;  
 $S_{\delta} = 1000$  МВА;  $S_{\kappa} = 2400$  МВА.

Параметры воздушной ЛЭП до ГПП предприятия:  $x_{y\delta} = 0,4$  Ом/км;  
 $L = 12$  км.

Выбранный в предыдущем пункте силовой трансформатор:  
 $S_n = 16$  МВА;  $U_{\kappa} = 10.5$  %.

«Сопротивление системы находим по выражению» [6]:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}}; \quad (74)$$

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

«Сопротивление ВЛЭП находим по выражению» [6]:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{сн}^2}; \quad (75)$$

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

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

$$x_{T.\delta} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}; \quad (76)$$

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

## 6.1 Расчет значений тока короткого замыкания в К1

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

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{ВЛ.б}; \quad (77)$$

$$x_{рез1} = 0.417 + 0.181 = 0.598.$$

Находим базисный ток на стороне ВН:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (78)$$

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

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

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{б}}{x_{рез1}} \cdot I_{б}; \quad (79)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.598} \cdot 5.02 = 8.393 \text{ кА};$$

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

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (80)$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 8.393 \cdot 1.82 = 21.604 \text{ кА}.$$

## 6.2 Расчет значений тока короткого замыкания в К2

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

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (81)$$

$$x_{рез2} = 0.598 + 6.563 = 7.161.$$

Находим базисный ток на стороне НН:

$$I_{\bar{o}.к2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (82)$$

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

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

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\bar{o}}}{x_{рез2}} \cdot I_{\bar{o}.к2}; \quad (83)$$

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

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

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (84)$$

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

Результаты расчетов заносим в таблицу 4.

Таблица 4 –Значения тока короткого замыкания на сторонах ВН и НН ГПП

т. КЗ	$U_{сн}$ , кВ	$K_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	115	1.82	8.4	21.6
2	10.5	1.87	7.7	20.3

Таким образом определены значения токов короткого замыкания в характерных точках схемы необходимые для последующей проверки электрооборудования, аппаратов и проводников.

## **7 Выбор по номинальным параметрам и проверка на стойкость к токам короткого замыкания электрических аппаратов, устанавливаемых на ГПП предприятия**

«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 и проверка электрооборудования на напряжение 110 кВ**

#### **7.1.1 Выбор высоковольтных выключателей**

Со стороны 110 кВ в открытом распределительном устройстве подстанции выбираем высоковольтный выключатель типа ВГБ-110А (рисунок 3).

Электрический аппарат должен удовлетворять следующим условиям [20]:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (85)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$





Рисунок 3 - Внешний вид ВВ типа ВГБ-110А в сборе

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

$$I_{max} < I_n, \quad (86)$$
$$112 \text{ A} < 2000 \text{ A},$$

при этом максимальный ток определяется как максимальное значение тока в цепи, протекающее в послеаварийном режиме:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (87)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ A};$$

- проверка на отключение трехфазного тока КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (88)$$

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (89)$$

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

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (90)$$

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

$$i_{a.н} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (91)$$

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

- стойкость к электродинамическому воздействию тока КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (92)$$

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

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (93)$$

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

- стойкость к термическому воздействию тока КЗ:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (94)$$

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

Предварительно выбранный электрический аппарат прошел необходимые проверки и рекомендован для установки на ГПП предприятия.

### 7.1.2 Выбор и проверка разъединителей

Со стороны 110 кВ в открытом распределительном устройстве подстанции выбираем разъединитель типа РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (рисунок 4).



Рисунок 4 – Конструктивные особенности РДЗ-2-110/1000 УХЛ1

Электрический аппарат должен удовлетворять следующим условиям:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (95)$$

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

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

$$I_{max} < I_n, \quad (96)$$

$$112 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- стойкость к электродинамическому воздействию тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (97)$$

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

- стойкость к термическому воздействию тока КЗ:

$$B_{\kappa} \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (98)$$

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

Предварительно выбранный электрический аппарат прошел необходимые проверки и рекомендован для установки на ГПП предприятия.

### 7.1.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Со стороны 110 кВ в открытом распределительном устройстве подстанции выбираем трансформаторы тока наружной установки ТФЗМ-110У1-200-0,5.

Электрический аппарат должен удовлетворять следующим условиям:

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

$$U_{сети} \leq U_{н}, \quad (99)$$

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

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

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (100)$$

$$112 \text{ А} \leq 200 \text{ А};$$

- стойкость к электродинамическому воздействию тока КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (101)$$

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

- стойкость к термическому воздействию тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (102)$$

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

- сопротивление приборов, подключенных ко вторичным цепям не должно превышать максимального значения, установленного производителем в классе точности измерительного трансформатора:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (103)$$

реактивным сопротивлением ввиду его малого значения пренебрегают и учитывают только активное значение  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (104)$$

Во вторичные цепи ТТ подключен амперметр с  $S_{ном} = 0,12 \text{ ВА}$ , тогда его активное сопротивление составит:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (105)$$

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

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

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

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

что соответствует минимальному сечению проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (106)$$

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

Для медных проводников принимаем минимально допустимое значение по условию механической прочности равное 2.5 мм<sup>2</sup>.

Предварительно выбранный электрический аппарат прошел необходимые проверки и рекомендован для установки на ГПП предприятия.

#### 7.1.4 Выбор и проверка гибкой ошиновки в ОРУ

Гибкие шины в ОРУ 110 кВ выполняем проводом со стальалюминиевыми жилами.

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

$$s = \frac{I_{раб.ном}}{j_s}; \quad (107)$$

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

Выбираем ближайшее стандартное сечение провода АС-70/16 мм<sup>2</sup> с максимальной токовой нагрузкой на продолжительное время 265 А.

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

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (108)$$

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

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

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (109)$$

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

Проверим по условию на отсутствие коронного разряда:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (110)$$

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

Предварительно выбранные гибкие проводники прошли необходимые проверки и рекомендованы для установки на ГПП предприятия.

## **7.2 Выбор и проверка электрооборудования на напряжение 10 кВ**

### **7.2.1 Выбор высоковольтных выключателей**

Со стороны 10 кВ в закрытом распределительном устройстве подстанции выбираем высоковольтный выключатель типа VF-12.12.16.

Электрический аппарат должен удовлетворять следующим условиям [20]:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (111)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока выключателя протекающему в цепи»

[20]:

$$I_{max} < I_n, \quad (112)$$

$$1232 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

при этом максимальный ток определяется как максимальное значение тока в цепи, протекающее в послеаварийном режиме:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (113)$$

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

- проверка на отключение трехфазного тока КЗ:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (114)$$

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (115)$$

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

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (116)$$

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



$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н.}, \quad (117)$$

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

- стойкость к электродинамическому воздействию тока КЗ:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (118)$$

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

$$i_{yd} \leq i_{np.c}, \quad (119)$$

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

- стойкость к термическому воздействию тока КЗ:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (120)$$

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

Предварительно выбранный электрический аппарат прошел необходимые проверки и рекомендован для установки на ГПП предприятия.

### 7.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Со стороны 10 кВ в закрытом распределительном устройстве подстанции выбираем трансформаторы тока ТЛК-10-1500/5 УЗ.

Электрический аппарат должен удовлетворять следующим условиям:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (121)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

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

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (122)$$

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

- стойкость к электродинамическому воздействию тока КЗ:

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{электр.ст}}, \quad (123)$$

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

- стойкость к термическому воздействию тока КЗ:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (124)$$

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

- сопротивление приборов, подключенных ко вторичным цепям не должно превышать максимального значения, установленного производителем в классе точности измерительного трансформатора:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (125)$$

реактивным сопротивлением ввиду его малого значения пренебрегают и учитывают только активное значение  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (126)$$

Во вторичные цепи ТТ подключены: счетчик электроэнергии, амперметр, ваттметр и варметр с  $S_{ном} = 8$  ВА, тогда их активное сопротивление составит:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (127)$$

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

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

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

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

что соответствует минимальному сечению проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}}, \quad (128)$$

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

Для медных проводников принимаем минимально допустимое значение по условию механической прочности равное  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Предварительно выбранный электрический аппарат прошел необходимые проверки и рекомендован для установки на ГПП предприятия.

По такой же методике производим выбор и проверку трансформаторов тока на отходящих линиях.

### 7.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Со стороны 10 кВ в закрытом распределительном устройстве подстанции выбираем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.09-10.02 УЗ.

Электрический аппарат должен удовлетворять следующим условиям:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (129)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый для средств измерений класс точности ТН;

- мощность приборов, подключенных ко вторичным цепям не должно превышать максимального значения, установленного производителем в классе точности измерительного трансформатора:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (130)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (131)$$

Во вторичные цепи ТН подключены: счетчики электроэнергии с  $R_{ном} = 74 \text{ Вт}$  и  $Q_{ном} = 166 \text{ вар}$ , что при пересчёте в полную мощность составит

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

Предварительно выбранный электрический аппарат прошел необходимые проверки и рекомендован для установки на ГПП предприятия.

### 7.2.4 Выбор жестких шин

Предварительно найдем сечение жестких шин, удовлетворяющее условию выбора по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_э}; \quad (132)$$

$$s = \frac{880}{1.1} = 800 \text{ мм}^2.$$

Предварительно принимаем алюминиевые шины шириной 80 мм и толщиной 10 мм с максимальным продолжительным током по данным производителя равным 1480 А.

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

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (133)$$

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

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

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (134)$$

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

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

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (135)$$

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

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

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (136)$$

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

Выполним проверку по электродинамической стойкости при протекании токов короткого замыкания:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (137)$$

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

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (138)$$

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

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (139)$$

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

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

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (140)$$
$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 3^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 4.3 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 19.1 \text{ Гц}.$$

Полученное значение частоты собственных колебаний меньше порогового значения 30Гц, что препятствует возникновению механического резонанса в материале шины.

### 7.2.5 Выбор опорных изоляторов

Со стороны 10 кВ в закрытом распределительном устройстве подстанции выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Опорный изолятор должен удовлетворять следующим условиям:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (141)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие максимальной нагрузки на головку опорного изолятора установленному производителем значению:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{дон}, \quad (142)$$

$$214.1 \text{ Н} < 1588 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (143)$$

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

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (144)$$

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

Предварительно выбранные опорные изоляторы прошли необходимые проверки и рекомендованы для установки на ГПП предприятия.

### 7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Со стороны 10 кВ в закрытом распределительном устройстве подстанции выбираем проходные изоляторы ИП-10/1600-7,5 УХЛ2.

Условия выбора и проверки проходных изоляторов:

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

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (145)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

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

$$I_{max} < I_n, \quad (146)$$

$$1232 \text{ А} < 1600 \text{ А};$$

- соответствие максимальной нагрузки на головку проходного изолятора установленному производителем значению:



$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (147)$$

$$61.8 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (148)$$

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

Предварительно выбранные проходные изоляторы прошли необходимые проверки и рекомендованы для установки на ГПП предприятия.

Все электрические аппараты и проводники, выбранные в данном разделе, прошли необходимые проверки и показали свою устойчивость к воздействию токов короткого замыкания. Выбранные аппараты будут установлены в открытом и закрытом распределительных устройствах подстанции при проведении реконструкции.

## 8 Расчет параметров контура системы заземления на ГПП предприятия

Максимальное значение напряжения прикосновения согласно нормативным документам составляет 500 В при продолжительности тока КЗ, обусловленной временем действия защиты и срабатыванием высоковольтного выключателя, равной 0,12 с.

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

$$U_3 = \frac{U_{np.доп}}{\kappa_{II}}, \quad (149)$$

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

в данной формуле коэффициент напряжения прикосновения определяется из выражения:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_z}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (150)$$

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

коэффициент, учитывающий сопротивление человеческого тела протеканию электрического тока:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{6.c}}, \quad (151)$$

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

Полученная величина напряжения на заземляющем устройстве меньше предельного значения в 10 кВ.

Заземляющее устройство должно быть устроено таким образом, чтобы его суммарное сопротивление не превышало допустимого значения:

$$R_3 < R_{3,доп}. \quad (152)$$

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

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (153)$$

$$m = \frac{320}{2 \cdot \sqrt{2100}} - 1 \approx 2.$$

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

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (154)$$

$$L_2' = 2\sqrt{2100} \cdot (2+1) = 275 \text{ м.}$$

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

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (155)$$

$$b = \frac{\sqrt{2100}}{2} = 22.9 \text{ м.}$$

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

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (156)$$

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

Найдем общую длину вертикальных заземлителей в контуре заземления:

$$L_{\epsilon} = l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}, \quad (157)$$

$$L_{\epsilon} = 6 \cdot 31 = 186 \text{ м.}$$

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

$$\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (158)$$

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

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

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_{\epsilon}}, \quad (159)$$

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

где

$$A = \left( 0.444 - 0.84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (160)$$

$$A = (0.444 - 0.84 \cdot 0.146) = 0.321.$$

Определенное в результате расчетов общее сопротивление контура заземления меньше предельного значения в 0,5 Ом, таким образом окончательно принимаем в контуре заземления 31 вертикальный заземлитель.

## Заключение

Предприятие выпускает широкий спектр востребованной техники и установок, применяемых в бурении, геологоразведке и при производстве работ в коммунальных городских службах.

Цель бакалаврской работы заключалась в разработке системы электроснабжения предприятия по производству комплектующих для специальной техники, которая позволит при минимальных капитальных затратах обеспечить требования к надежности электроснабжения, экономичность и удобство при эксплуатации.

На основе исходных данных и справочной информации по коэффициентам использования и коэффициентам мощности были определены среднесменные активные и реактивные нагрузки по цехам предприятия, а на основе их и коэффициента максимума найдены значения расчетных нагрузок.

Для установки в КТП цеха штамповки выбраны 2 силовых трансформатора типа ТМГ12-1000 и 2 автоматические регулируемые конденсаторные установки типа АУКРМ с максимальным значением, выдаваемой реактивной мощности равным 45 квар у каждой установки.

Для установки на ГПП окончательно выбраны два силовых двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110.

На стороне 110 кВ ГПП выбрана схема с двумя блоками и установкой высоковольтных выключателей со стороны ВН трансформаторов ГПП. На стороне низкого напряжения принята одиночная секционированная система шин с установкой АВР на секционном выключателе.

Определены значения токов короткого замыкания в характерных точках схемы необходимые для последующей проверки электрооборудования, аппаратов и проводников.

Все электрические аппараты и проводники, выбранные в ВКР, прошли необходимые проверки и показали свою устойчивость к воздействию токов короткого замыкания.

## Список используемых источников

1. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2014. 106 с.
2. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие. Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. 271 с.
3. Комиссаров Ю.А., Бабокин Г.И. Общая электротехника и электроника : учебник. 2-е изд., испр. и доп. М. : ИНФРА-М, 2017. 479 с.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
6. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
7. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
8. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
9. Официальный сайт завода по выпуску комплектующих для спецтехники [Электронный ресурс]. URL: <https://www.texoc.ru/index.php/biznes/proizvodstvo/proizvodstvennye-vozmozhnosti> (дата обращения: 19.04.2021).
10. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
11. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.

12. Старкова Л.Е. Справочник цехового энергетика : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2013. 352 с.
13. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
14. 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.
15. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Технико-экономические расчеты распределительных электрических цепей: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 96 с.
16. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.
17. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.
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. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.
21. 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.