

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение завода по производству силовых трансформаторов»

Студент(ка)

И.С. Привезенцев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена по теме «Электроснабжение завода по производству силовых трансформаторов».

При выполнении бакалаврской работы был произведен расчет силовых и осветительных нагрузок промышленного предприятия, уделено внимание вопросам автоматизированного расчета освещения в программном комплексе. Выполнено сравнение комплектных трансформаторных подстанций (КТП) различных изготовителей и выбран оптимальный вариант для установки на предприятии. По результатам технико-экономического сравнения выбраны силовые трансформаторы на главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия. Из-за изменения мощности трансформаторов, выполнен выбор и проверка оборудования и токоведущих частей на подстанции. Произведен расчет релейной защиты на главной понизительной подстанции.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 61 страницы, содержит 2 рисунка и 12 таблиц.

Содержание

	стр.
Введение	5
1. Характеристика завода «Тольяттинский трансформатор»	7
2. Расчет силовых электрических нагрузок	8
3. Выбор комплектных трансформаторных подстанций 6/0.4 кВ... ..	16
4. Выбор силовых трансформаторов на ГПП	27
5. Расчет токов короткого замыкания	34
6. Выбор и проверка основного оборудования на ГПП	38
7. Расчет релейной защиты на ГПП.....	50
Заключение	59
Список использованных источников	60
Приложение А	62

Введение

Внутренняя система электроснабжения предприятий характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты [1-6]. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения предприятия выполняется при $U = 6, 10, 20$ кВ.

Система внутрицехового электроснабжения включает цеховые сети (кабели, провода и шинопроводы с коммутационными и защитными аппаратами) от распределительного щита цеховой трансформаторной подстанции (ТП) или преобразовательной подстанции (ПП) до приемников электрической энергии. Распределение электрической энергии в системе внутрицехового электроснабжения выполняется при номинальных напряжениях 380/220, 660, 1140 В переменного тока от ТП и при напряжениях 110, 220, 440, 825, 1200 В постоянного тока от ПП. Для отдельных технологических процессов применяются нестандартные значения напряжений. В системе внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий в основном используются электрические сети с глухозаземленной (380/220 В) и с изолированной (660, 1140 В) нейтралью. К основному достоинству использования напряжения 380/220В относится возможность одновременного питания силовых электроприемников и осветительных сетей. Распределение электроэнергии в сетях напряжением до 1 кВ к электроприемникам осуществляется от щитов и пунктов распределительных (РР) или от магистральных (ШМ) и распределительных (ШР) шинопроводов.

Грамотно выполненный расчет дает возможность определить оптимальные расчетные величины электрических сетей, позволяющие осуществлять их перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода проводникового материала, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой.

Электрические сети предприятий и городов должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой электроэнергии требованиям ГОСТ [7]; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения сетей вместе с технологическим процессом; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Предпосылками к выполнению данной бакалаврской работы стали следующие аспекты функционирования предприятия:

- система освещения отдельных корпусов, выполнена устаревшими светильниками с лампами ДРЛ номинальной мощностью 1000 Вт, что приводит к перерасходу электроэнергии и вызывает повышенную неравномерность внутреннего освещения, которая пагубно отражается на зрении и самочувствии персонала;

- на ГПП предприятия установлены силовые трансформаторы различной мощности (16 МВА и 32 МВА), что не удовлетворяет требованиям по обеспечению надежности электроснабжения потребителей I категории;

- оборудование КТП сильно изношено, на них установлены морально и физически устаревшие релейная защита, автоматика и учет электрической энергии, кроме того в качестве цеховых трансформаторов используются силовые трансформаторы марки ТНЗ заполненные ядовитым совтолом.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является разработка мер, направленных на повышение надежности и экономичности электроснабжения предприятия, улучшение условий труда работников завода.

Основные задачи, решаемые в работе:

- разработка реконструкции системы внутреннего освещения корпусов;
- технико-экономическое определение рациональной мощности трансформаторов ГПП;
- обоснованный выбор современных внутрицеховых КТП.

1 Характеристика завода «Тольяттинский трансформатор»

ООО «Тольяттинский трансформатор» входит в число ведущих отечественных производителей силовых трансформаторов.

В номенклатуру выпускаемых трансформаторов входят:

1. Трансформаторы общего назначения:

- трансформаторы ТМГ класса напряжения 6 и 10 кВ мощностью от 100 до 1600 кВА;

- трансформаторы класса напряжения 35 кВ с ПБВ и РПН для электрических сетей и собственных нужд электростанций с различными сочетаниями напряжений, мощностью от 1000 до 80000 кВА;

- трансформаторы класса напряжения 110 кВ в диапазоне мощности от 2500 до 200000 кВА;

- трансформаторы и автотрансформаторы класса напряжения 220 кВ, двух и трехобмоточные мощностью от 40000 до 400000 кВА;

- класс 330 кВ представлен трансформатором ТДЦ-250000/330, автотрансформатором АТДЦТН-125000/330/110 ;

- линейка оборудования класса напряжения 500 кВ. включает в себя трансформаторы ОРЦ-135000/500/220, автотрансформаторы АОРЦТ-135000/500/220, АОРЦТ-135000/500/110. АОДЦТН-167000/500/220, АОНДЦТН-267000/500/220.

2. Трансформаторы для работы в блоке с генератором;

3. Трансформаторы сетевые;

4. Трансформаторы для питания резко переменных нагрузок;

5. Трансформаторы и автотрансформаторы для электрифицированных железных дорог;

6. Сейсмостойкие трансформаторы.

2 Расчет силовых электрических нагрузок

2.1. Расчет силовых нагрузок

Схема электроснабжения предприятия может содержать несколько узлов нагрузки со сборными шинами различных классов напряжения от 0,4 до 220 кВ.

При расчете электрических нагрузок в системе электроснабжения предприятия можно выделить шесть уровней [6].

Для обоснованного выбора схемы электроснабжения промышленного предприятия и определения нагрузок принимают во внимание будущую модернизацию технологии производства и рост электрических нагрузок предприятия на 10 лет вперед.

Расчет электрических нагрузок от силовых электроприемников производим по следующей методике [5, 9]:

Находим номинальную активную мощность группы однородных электроприёмников:

$$P_{ном} = \sum_1^n P_{ном_i} , \quad (1)$$

где $P_{ном_i}$ – номинальная активная мощность электроприемника;

n – число электроприемников.

Для групп электроприемников определяем K_u и $\cos \varphi$ по справочникам.

Зная $\cos \varphi$ находим $\operatorname{tg} \varphi$.

Определяем среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников:

$$P_c = K_u \cdot P_{ном} , \quad (2)$$

где K_u – коэффициент использования электроприемника.

Рассчитываем среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (3)$$

При нахождении общей электрической нагрузки по центру питания, итоговую среднюю мощность получаем путем суммирования:

$$P_{c\Sigma} = \sum_1^n P_{c_i} , \quad (4)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_1^n Q_{c_i} , \quad (5)$$

а $tg\varphi_\Sigma$ определяем как отношение суммарной средней реактивной мощности к суммарной средней активной мощности:

$$tg\varphi_\Sigma = \frac{Q_{c\Sigma}}{P_{c\Sigma}} . \quad (6)$$

Для нахождения расчетного коэффициента нагрузки в строчке итога находим среднее значение коэффициента использования и эффективное число электроприемников:

$$K_{u_{cp}} = \frac{\sum_1^n P_{c_i}}{\sum_1^n P_{ном_i}} , \quad (7)$$

Находим отношение мощности наиболее мощного электроприемника к мощности наименьшего:

$$m = \frac{P_{ном.max}}{P_{ном.min}} , \quad (8)$$

Эффективное число электроприемников определяем по формуле:

$$n_э = \frac{2 \cdot P_{ном}}{P_{ном.max}} \quad (9)$$

где $P_{ном.max}$ – максимальная мощность электроприемника в группе.

Если значение $n_э$ получается больше n , то принимается $n_э = n$.

По значениям $n_э$ и $K_{u_{cp}}$ по таблице находим расчетный коэффициент K_p .

Расчетная активная нагрузка группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится:

$$P_p = K_P \cdot K_H \cdot P_H, \quad (10)$$

где K_P – коэффициент расчетной мощности активной нагрузки при длительности интервала осреднения 30 минут.

Расчетная реактивная нагрузка группы электроприемников принимается: при $n_{\text{Э}} \leq 10$

$$Q_P = 1,1 \cdot P_H \cdot K_H \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (11)$$

при $n_{\text{Э}} > 10$

$$Q_P = P_H \cdot K_H \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (12)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности рассматриваемой группы электроприемников.

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (13)$$

Определяем расчетный ток для электроприемников рассчитываемого узла нагрузки:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (14)$$

Все расчетные данные заносим в таблицу А.1 приложения А.

2.2 Расчёт электрического освещения

Цели и задачи светотехнического расчета [5]: 1. По нормируемой освещенности $E_{\text{норм}}$ найти необходимое число СП - это прямой расчет. 2. Определение освещенности от СП, используемых в ОУ, - это задача обратная или поверочный расчет. Если результаты решения не соответствуют требованиям действующих норм, то выполняется корректировка светотехнического проекта. При расчете мощности ОУ и проведении

поверочных расчетов на соответствие нормируемой освещенности используются два метода: точечный метод и метод коэффициента использования светового потока.

2.2.1 Существующая система освещения

Существующая система освещения производственного корпуса выполнена светильниками с лампами ДРЛ. Выполним расчет системы освещения методом коэффициента использования.

Световой поток ламп в каждом светильнике находится по формуле:

$$\Phi = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (15)$$

где E – заданная минимальная освещённость, лк;

k – коэффициент запаса;

S – освещаемая площадь, м²;

$z = 1,15$ – коэффициент минимальной освещённости;

N – число светильников;

η – коэффициент использования в о.е.

По значению Φ выбирается стандартная лампа таким образом, чтобы ее поток отличался от расчётного значения Φ не более чем на $-10 \div +20\%$.

Коэффициент использования светового потока является функцией от индекса помещения i :

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (16)$$

где A – длина помещения; B – ширина помещения; h – расчетная высота.

Общее освещение корпуса осуществляется газоразрядными лампами типа ДРЛ. По таблице 4-1 [8] находим минимальную освещённость рабочей поверхности: $E = 300$ лк. По таблице 4-9 [8] находим коэффициент запаса для газоразрядных ламп: $k = 1,5$. Освещаемая площадь $S = 324 \cdot 336 = 108864$ м².

Светильники подвешиваются на высоте 12 метров от пола (расстояние от пола до настила мостового крана равно 10 метров и от настила до светильника – 2 м), высота рабочей поверхности – 1 м., следовательно, расчетная высота равна:

$$h = H - h_{\text{раб.пов.}}, \quad (17)$$

$$h = 12 - 1 = 11 \text{ м.}$$

Индекс помещения при $A = 324$ м и $B = 336$ м равен

$$i = \frac{324 \cdot 336}{11 \cdot (324 + 336)} = 14,9.$$

По таблице 5-10 [8] находим коэффициент использования для светильника типа СД2ДРЛ при $i = 14,9$ и $\eta = 0,74$.

Число светильников в ряду:

$$N_a = \frac{A - L}{L}, \quad (18)$$

$$N_a = \frac{321 - 12,1}{12,1} = 26 \text{ шт.},$$

$$L = 1,1 \cdot h, \quad (19)$$

$$L = 1,1 \cdot 11 = 12,1 \text{ м.}$$

Расстояние от стены до ближайшего светильника

$$a = \frac{L}{2}, \quad (20)$$

$$a = \frac{12,1}{2} = 6,05 \text{ м.}$$

Число рядов светильников

$$N_b = \frac{B - a}{a}, \quad (21)$$

$$N_b = \frac{340 - 6,05}{6,05} = 55 \text{ шт.}$$

Общее число светильников

$$N = N_a \cdot N_b, \quad (22)$$

$$N = 26 \cdot 55 = 1430 \text{ шт.}$$

Расчётный световой поток лампы

$$\Phi = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 109140 \cdot 1,15}{1430 \cdot 0,74} = 53373,61 \text{ лм.}$$

По таблице 2-15 [8] выбираем лампу типа ДРЛ-1000 с номинальной мощностью $P=1000$ Вт и световым потоком $\Phi=50000$ лм.

Погрешность по световому потоку равна

$$j = \frac{\Phi - \Phi_0}{\Phi_0} \cdot 100\% , \quad (23)$$

$$j = \frac{50000 - 53373,61}{53373,61} \cdot 100\% = -6,32\% ,$$

что удовлетворяет условию нахождения Φ в пределах от -10% до $+20\%$.

Мощность освещения всего корпуса

$$P_{осв} = P \cdot N , \quad (24)$$

$$P_{осв} = 1000 \cdot 1430 = 1430 \text{ кВт.}$$

2.2.2 Расчет системы освещения в программном пакете DIALux Light

Расчет освещения в программном пакете DIALux Light происходит в несколько этапов:

1. Ввод исходных данных. В окне Ввод данных задаются геометрические размеры помещения, коэффициенты отражения потолка, стен и пола. Выбранный коэффициент отражения стен применяется ко всем стенам в помещении.

Для освещения производственного корпуса выбираем светодиодные светильники НВ 228 LED выпускаемые компанией «Световые технологии» мощностью 225 Вт каждый.

2. Результаты расчетов. В окне Расчет и результаты программа DIALux Light пытается определить необходимое число светильников по методу коэффициента использования для обеспечения требуемой освещенности. В поле Планируемая освещенность E_m указывается требуемая освещенность.

Мощность освещения всего корпуса после реконструкции составит

$$P_{осв} = 400 \cdot 2718 = 1087,2 \text{ кВт}$$

2.2.3 Расчет аварийного освещения

Аварийное освещение в корпусе выполняется отдельными светильниками рабочего освещения, подключенными к централизованной системе аварийного освещения DIALOG. При исчезновении напряжения в сети аварийное освещение автоматически переключается на работу от центральной аккумуляторной установки. При возобновлении напряжения происходит обратное переключение, и аккумуляторные батареи включаются на подзаряд. К преимуществам системы относятся максимальная мощность нагрузки до 150 кВт и срок службы аккумуляторов не менее 10 лет. Для обеспечения в аварийном режиме освещенности не менее 15 лк по результатам расчетов в программном пакете DIALux понадобится 90 светильников НВ 228 LED с суммарной мощностью системы аварийного освещения 20,25 кВт.

2.2.4 Экономические показатели проекта реконструкции освещения

Годовое электропотребление системы освещения до реконструкции установлено на основании сведений о мощности существующих осветительных установок и их годовом числе часов работы. Годовое электропотребление системы освещения после реконструкции получено на основе предварительных расчетов в программе DIALux Light необходимого числа светильников.

Годовое потребление электроэнергии системой внутреннего освещения определяем по формуле:

$$\mathcal{E}_{ГОД} = \sum P_{уст} \cdot T_{Г} \cdot K_{И}, \quad (26)$$

где $\sum P_{уст}$ – суммарная установленная мощность всех светильников системы освещения; $T_{Г}$ – число часов работы в году, $T_{Г}=4500 \text{ час.}$; $K_{И}$ – коэффициент использования, $K_{И} = 0,8$.

Технико-экономические показатели системы освещения

производственного корпуса сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Технико-экономические показатели системы внутреннего освещения

	До реконструкции	После реконструкции
Марка светильника	СД2ДРЛ	НВ 228 LED
Мощность одной лампы, Вт	1000	225
Количество	1430	1722
$\sum P_{уст}, кВт$	1430	377
Потребление электроэнергии, кВт· час в год	5 148 000	1 359 062
Затраты на электроэнергию, руб. в год	9 781 200	2 582 217

Годовая экономия электроэнергии после реконструкции системы освещения составит 3788938 кВт·ч, или 73% от общего потребления электрической энергии системой общего освещения.

Экономические показатели реконструкции системы внутреннего освещения сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Экономические показатели

Марка светильников	НВ 228 LED
Стоимость, руб.	36592
Количество	1722
Капиталовложения, руб.	63 011 424
$\sum P_{уст}, кВт$	377
Потребление электроэнергии, кВт· ч в год	1 359 062
Затраты на электроэнергию, руб.	2 582 217
Экономия электроэнергии, руб в год	7 198 983
Срок окупаемости проекта, лет	8,8

Из-за высокого срока окупаемости предлагаемого проекта, реконструкцию системы освещения корпуса следует производить в порядке текущей эксплуатации путем замены вышедших из строя светильников на светодиодные.

3 Выбор комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Причины разработки предложений по модернизации внутрицеховых КТП:

- сильный износ основного оборудования КТП;
- морально и физически устаревшие РЗиА и система учета потребленной электроэнергии;
- трансформаторы ТНЗ заполненные совтолом, который относится к первому классу опасности.

В настоящее время в качестве силовых трансформаторов в КТП применяются [3]:

- масляные трансформаторы типа ТМ с расширительным баком, при их применении они должны располагаться в отдельных от РУ НН камерах;
- ТМЗ выполняются в герметичном исполнении и предназначены для использования в КТП. Для защиты трансформаторного масла используется сухой азот;
- ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, с полной заправкой маслом. У этих трансформаторов отсутствует расширитель, а также воздушная или газовая подушки. За счет герметичности масло не контактирует с внешней средой и благодаря этому отсутствуют такие вредные для масла факторы как шламообразование, окисление, увлажнение. Перед заливкой масло подвергается специальной обработке.

Под масляным трансформатором КТП должен быть бетонированный маслоприемник, вмещающий 20 % полного объема масла. Маслоприемник перекрывается решеткой со слоем гравия и изолируется от кабельного канала.

В настоящее время все более широкое применение для установки в КТП находят трансформаторы с сухой изоляцией типов ТСГЛ, ТСЗГЛ (с вводами ВН внутри кожуха) и ТСЗГЛФ (с вводами, выведенными на фланец, который размещается на торцевой поверхности кожуха). Для изоляции обмоток

применяется геафоль - специальный эпоксидный компаунд с кварцевым наполнителем. Кроме этого обмотки усиливают стеклотканью, что позволяет исключить появление трещин в эпоксидном компаунде при возможной перегрузке силовых трансформаторов. Геафоль не причиняет вредного воздействия окружающей среде, не является источником токсичных газов при возникновении дуговых разрядов. Благодаря такой изоляции обмотки силовых трансформаторов не требуют проведения технического обслуживания. Трансформаторы обеспечивают полную экологическую и пожарную безопасность. Силовые трансформаторы могут работать в электрических сетях, в которых возможны грозовые и коммутационные перенапряжения, имеют низкий уровень издаваемого шума, высокую стойкость к токам КЗ.

Распределение мощности:

$$\sigma = \frac{S_p}{S_u}, \quad (26)$$

где S_p – нагрузка цеха;

S_u – площадь цеха.

$$\sigma = \frac{650,5}{6580} = 0,1.$$

При $\sigma < 0,2$, принимаем к установке силовые трансформаторы с $S_{ном} = 1000$ кВА.

Реактивная мощность, получаемая из электроэнергосистемы определяется выражением:

$$Q_{\text{э1}} = a \cdot P_p, \quad (27)$$

$$Q_{\text{э1}} = a \cdot P_p = 0,35 \cdot (14268 + 249,9) = 5081,3 \text{ квар},$$

где P_p – расчётная максимальная активная мощность предприятия;

ΔP_T – предварительное значение потерь в трансформаторах мощностью 1000 кВА, 21 шт.;

$a = 0,35$ – коэффициент, установленный электроэнергосистемой.

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2), \quad (28)$$

$$\Delta P_T = 21 \cdot 11,9 = 249,9 \text{ кВт}.$$

Принимаем:

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot Q_{\max}, \quad (29)$$

$$Q_{\min} = 0,5 \cdot 21891 = 10945,5 \text{ квар}.$$

Потери реактивной мощности в силовых трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n_T \cdot \Delta Q_{Ti}, \quad (30)$$

$$\Delta Q_T = 21 \cdot 26 = 546 \text{ квар}.$$

Тогда

$$Q_{\text{э}2B} = Q_{\min} + Q_{\kappa} + \Delta Q_T, \quad (31)$$

$$Q_{\text{э}2B} = 10945,5 + 0 + 546 = 11491,5 \text{ квар}.$$

Или

$$Q_{\text{э}2H} = Q_{\min} + \Delta Q_T - Q_{\text{КД}}, \quad (32)$$

$$Q_{\text{э}2H} = 10945,5 + 546 - 16809,7 = -5318,2 \text{ квар},$$

где $Q_{\kappa} = 0$ – мощность, генерируемая конденсаторными установками (КУ) предприятия в часы минимальной активной нагрузки электроэнергосистемы;

$Q_{\text{КД}}$ – мощность КУ, задаваемая предприятием для снижения потребления реактивной мощности до величины $Q_{\text{э}1}$:

$$Q_{\text{КД}} = Q_M - Q_{\text{э}1}, \quad (33)$$

$$Q_{\text{КД}} = 21891 - 5081,3 = 16809,7 \text{ квар}.$$

$Q_{\text{э}2}$ выбирается из указанного диапазона, исходя из режима повышенного напряжения в часы минимума нагрузки.

$$Q_{\text{э}2} = Q_{\text{э}2B} = 11491,5 \text{ квар}.$$

Необходимая общая мощность КУ:

$$Q_{\text{куmax}} = 1,1 \cdot Q_p - Q_{\text{э}1}, \quad (34)$$

$$Q_{\text{куmax}} = 1,1 \cdot 21891 - 5081,3 = 18998,8 \text{ квар}.$$

Из них мощность нерегулируемых КУ:

$$Q_{\text{куmin}} = (Q_{\text{min}} + \Delta Q_T) - Q_{\text{э2}}, \quad (35)$$

$$Q_{\text{куmin}} = 10945,5 + 546 - 11491,5 = 0,$$

$$Q_{\text{курег}} = Q_{\text{куmax}} - Q_{\text{куmin}}, \quad (36)$$

$$Q_{\text{курег}} = 18998,8 - 0 = 18998,8 \text{ квар.}$$

Таким образом, все конденсаторные установки должны быть регулируемыми.

Количество цеховых трансформаторов выбирается по активной расчётной нагрузке, учитывая категорию надёжности электроприемников, окружающую среду и характер электрических нагрузок.

Вариант 1

Найдем число трансформаторов, при $S_n = 1000$ кВА и κ_3 трансформатора $\kappa_3 = 0,7$

$$N_m = \frac{P_{p\Sigma}}{\kappa_3 \cdot S_n}, \quad (37)$$

$$N_m = \frac{14268}{0,7 \cdot 1000} = 20,4 \approx 21 \text{ шт.}$$

К установке на КТП принимаем 21 силовой трансформатор.

Найдем максимальное значение реактивной мощности, которую можно передать из сети напряжением 6 кВ и которую нет необходимости компенсировать:

$$Q_1 = \sqrt{(N_m \cdot \kappa_3 \cdot S_n)^2 - P_M^2}, \quad (38)$$

$$Q_1 = \sqrt{(21 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 14268^2} = 3537,5 \text{ квар,}$$

где P_M – расчётная активная нагрузка ЭП напряжением до 1000 В.

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{ку,н}} = Q_M - Q_1, \quad (39)$$

$$Q_{\text{ку,н}} = 21891 - 3537,5 = 18353,5 \text{ квар,}$$

где Q_M – расчётная реактивная нагрузка ЭП напряжением до 1000 В.

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне 6 кВ:

$$Q_{ку,6} = Q_{ку\max} - Q_{кун}, \quad (40)$$

$$Q_{ку,6} = 18998,8 - 18353,5 = 645,3 \text{ квар.}$$

Т.к. $Q_{ку,6} < 800$, то устанавливать конденсаторные установки на стороне 6 кВ нецелесообразно.

Вся необходимая мощность $Q_{KV} = 18353,5$ квар устанавливается на стороне до 1 кВ.

Выбираем 21 конденсаторную установку мощностью по 850 квар каждая.

$$Q_{KV\Sigma} = 17850 \text{ квар.}$$

Параметры регулируемых установок приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики установок компенсации реактивной мощности

Мощность установки, квар	20-1000
Количество ступеней	1-12
Номинал ступени, квар	5, 10, 15,25,50
cos φ	>0,98
Степень защиты	IP 40 (IP 54)
Исполнение	Напольное, навесное
Габаритные размеры:	
высота, мм	1800(2000)
ширина, мм	800(600)
глубина, мм	450
Уровень рабочих перегрузок	До 2,5 In
Уровень пусковых перегрузок	До 200 In
Рабочее напряжение	230-690 В + 15 %
Рабочая частота	50/60 Гц
Жидкокристаллический цифровой регулятор фактора мощности «SIEMENS»	
Индикация напряжения сети, тока, частоты, мощности, cos φ, гармоник по 19	

Продолжение таблицы 3.1

Индикация общей длительности включения для каждой конденсаторной батареи	
Точность индикации напряжения, %	1,5
Точность индикации $\cos \varphi$, %	$\pm 0,01$
Точность индикации гармоник, %	± 8
Срок службы, ч	130 000
Рабочая температура, °С	-25-+55
Температура хранения, °С	-25 - +75
Влажность, %	40-95
Высота над уровнем моря, м	<2000

Найдем приведённые затраты на конденсаторные установки:

$$Z_{КУ} = E_p \cdot K_p \cdot n + Z_1 Q_{КУ} + E \cdot K_0, \quad 41$$

где E – суммарные ежегодные отчисления;

K_0 – стоимость вводного устройства, руб.;

K_p – стоимость регулирующего устройства, руб.;

E_p – величина отчислений;

n – количество БК;

Z_1 – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб./Мвар.

Для батарей конденсаторов:

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot (I_{БК} / I)^2 + C_0 \cdot P_{БК}, \quad (42)$$

где K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов, руб./ Мвар;

$I_{БК}$ – номинальное напряжение БК относительно номинального напряжения сети;

I – напряжение сети в точке присоединения КУ в о.е.;

$C_0 = 10268$ руб./кВт – удельная стоимость потерь активной мощности;

$P_{БК}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар.

Для принятых КУ эти величины равны: $E = 0,33$; $K_0 = 0$; $E_p = 0,27$;
 $K_p = 20000$ руб.; $K_y = 279000$ руб./Мвар; $I_{\text{бк}} = 1$; $P_{\text{бк}} = 4,5$ кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_1 = 17,85 \cdot (0,33 \cdot 279 \cdot (1/1)^2 + 10,27 \cdot 4,5) = 2468,4 \text{ тыс. руб.},$$

$$Z_{\text{ку}} = 0,27 \cdot 20 \cdot 21 + 2468,4 = 2581,8 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на установку КТП с силовыми трансформаторами ТСЗГЛ 2х1000 кВА определяются следующим: принимаем $\alpha = 2455$ руб/кВт и $\beta = 0,74$ руб/кВт·час; время работы трансформатора в год $T_p = 8760$ ч.

Число часов максимума нагрузки трансформаторов подстанции $T_m = 5680$ ч.

Найдем число часов максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot T_p, \quad (43)$$

$$\tau = (0,124 + \frac{5680}{10000})^2 \cdot 8760 = 4195 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потерь в силовом трансформаторе:

$$c_0 = (\frac{\alpha}{T_m} + \beta) \cdot T_p, \quad (44)$$

$$c_0 = (\frac{2455}{5680} + 0,74) \cdot 8760 = 10268 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год},$$

$$c = (\frac{\alpha}{T_m} + \beta) \cdot \tau, \quad (45)$$

$$c = (\frac{2455}{5680} + 0,74) \cdot 4195 = 4917 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год}$$

По справочным данным определяем для силового трансформатора ТСЗГЛ – 1000 кВА:

$$\Delta P_{\text{xx}} = 2,3 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{кз}} = 11,6 \text{ кВт}; E = 0,33; K_{\text{mn}2} = 1894 \text{ 726 руб.};$$

$$K_{\text{mn}1} = 947 \text{ 363 руб.}$$

Определим затраты на установку КТП:

$$Z_{кмп} = E \cdot K_{ТП} \cdot N_{ТП} + C_O \cdot \Delta P_{XX} \cdot n_T + C \Delta P_{КЗ} \cdot K_3^2 \cdot n_T, \quad (46)$$

$$Z_{кмп} = 0,33 \cdot 1894,7 \cdot 5 + 947,4 \cdot 11 + 10,268 \cdot 2,3 \cdot 21 + 4,917 \cdot 21 \cdot 11,6 \cdot 0,7^2 =$$

$$= 7653 \text{ тыс. руб.}$$

Определим суммарные приведённые затраты для первого варианта:

$$Z_1 = Z_{к.у.} + Z_{кмп}, \quad (47)$$

$$Z_1 = 2581,8 + 7653 = 10234,8 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

Принимаем для второго варианта следующую по шкале номинальных мощностей мощность силового трансформатора $S_n = 1600$ кВА.

Найдем необходимое число трансформаторов:

$$N_m'' = \frac{14268}{0,7 \cdot 1600} = 12,7 \approx 13 \text{ шт.}$$

Найдем максимальное значение реактивной мощности, которую можно передать из сети напряжением 6 кВ и которую нет необходимости компенсировать:

$$Q_1'' = \sqrt{(13 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 14268^2} = 2901 \text{ квар.}$$

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне до 1 кВ:

$$Q_{ку,н}'' = 21891 - 2901 = 18990 \text{ квар.}$$

Найдем мощность конденсаторных установок на стороне 6 кВ:

$$Q_{ку,6}'' = 18998,8 - 18990 = 8,8 \text{ квар.}$$

Т.к. $Q_{ку,6} < 800$, то устанавливать конденсаторные установки на стороне 6 кВ нецелесообразно. Выбираем на стороне 0,4 кВ 13 конденсаторных установок мощностью по 1450 квар каждая, с общей мощностью $Q_{БК} = 18850$ квар,

$$Z_1 = 18,85 \cdot (0,33 \cdot 279 \cdot (1/1)^2 + 10,27 \cdot 4,5) = 2606,7 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_{ку2} = 0,27 \cdot 20 \cdot 13 + 2606,7 = 2676,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned}
Z_{кмп2} &= 0,33 \cdot 2686,8 \cdot 4 + 1343,4 \cdot 5 + 10,268 \cdot 2,8 \cdot 13 + 4,917 \cdot 13 \cdot 12,5 \cdot 0,7^2 = \\
&= 6641,8 \text{ тыс. руб.} \\
Z_2 &= Z_{к.у2} + Z_{кмп2}, \\
Z_2 &= Z_{к.у2} + Z_{кмп2} = 2676,9 + 6641,8 = 9318,7 \text{ тыс. руб.}
\end{aligned}
\tag{48}$$

В результате сравнения двух вариантов установлено, что первый вариант является наиболее предпочтительным, так как при незначительно большей стоимости, он обеспечивает большую гибкость схемы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия и меньшую длину сетей напряжением 0,4 кВ, что повышает экономичность системы. Таким образом, принимаем к установке 5 двухтрансформаторных и 11 однотрансформаторных КТП с силовыми трансформаторами ТСЗГЛ 1000 кВА.

Принимаем 21 конденсаторную установку УК-0,38 с установленной мощностью 850 квар каждая.

3.2 Выбор марки и завода изготовителя КТП-1000/6/0,4

Принимаем для сравнения комплектные трансформаторные подстанции (КТП) производства ООО «ЭнергоМонтаж» г. Белгород и производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара».

Результаты сравнения характеристик КТП представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Сравнение характеристик КТП-1000 производства ООО «Энерго-Монтаж» и ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара»

Параметр	Производитель КТП-1000	
	ООО «Энерго-Монтаж»	ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара»
Частота переменного тока, Гц	50; 60	
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10	
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4; 0,69	
Номинальный ток сборных шин, А: - УВН - РУНН	100 1450	
Ток электродинамической стойкости сборных шин, кА: - УВН - РУНН	51; 64 50	51; 81 50
Односекундный ток термической стойкости, кА: - УВН - РУНН	20; 25 25	20; 31,5 20
Тип выключателя в шкафу УВН	ВНА, ВНР	ВНА-10-630-20
Тип автоматического выключателя в шкафу РУНН	ВА, Schneider Electric, Masterpact NW	ВА-СЭЦ с номинальным током от 16 до 5000А Siemens, Schneider Electric, ABB

Как видно из характеристик представленных в таблице КТП производства ООО «Энерго-Монтаж» и ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» обладают близкими характеристиками. Одно из основных значений при выборе КТП будет иметь ее конечная стоимость для потребителя, поэтому выбираем для установки на предприятии комплектные трансформаторные подстанции промышленного типа производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара».

3.3 Защита и автоматика КТП-СЭЩ

3.3.1 Защиты и автоматика рабочих вводов 0,4 кВ

Защиты выполнены на базе блока БМРЗ-0,4ВВ-00-01-21. Максимальная токовая защита выполнена двухступенчатой:

- 1-я ступень с независимой выдержкой времени. Действует на отключение СВ, ВВ и Тр;
- 2-я ступень с независимой и обратнозависимой выдержкой времени. Действует на отключение ВВ и сигнализацию.

Блокировка МТЗ (БМТЗ) при пусках и самозапусках электродвигателей обеспечивает блокировку чувствительного пускового органа 1-ой ступени МТЗ. Дальнее резервирование (ДР): действует при отказе защит или выключателей отходящих от шин линий (ОЛ); выявляет короткие замыкания (КЗ). Автоматика АВР СВ обеспечивает двустороннее автоматическое включение резервного питания секции при исчезновении напряжения на одном из рабочих вводов. Функция АВР СВ выполняется совместными действиями двух блоков, установленных на вводах секций, а также блоком БМПА-0,4, обеспечивающим управление СВ при снижении напряжения ввода ниже значения $U_B = 56$ В. Функция автоматического восстановления схемы нормального режима после АВР СВ выполняется блоком совместно с БМПА-0,4 при превышении напряжения на рабочем вводе значения $U_B = 176$ В.

4 Выбор силовых трансформаторов на ГПП

Длительная работа силовых трансформаторов возможна при соблюдении нормированных условий их эксплуатации [3]. Реальные условия эксплуатации могут сильно отличаться. Возникает вопрос о допустимости перегрузок трансформатора, которые возникают при наличии одного или нескольких условий: $S_{НГ} > S_{НОМ.Т.}$; $\theta_o > \theta_{o.НОМ} = +20^{\circ}\text{C}$; $U > U_{НОМ.Т.}$.

Выбор номинальной мощности трансформаторов ГПП производится по расчетной нагрузке промышленного предприятия

$$S_{\text{максПС}} = 26130 \text{ кВА.}$$

Полная расчетная мощность ГПП с учетом перспективы развития предприятия:

$$S_{P.M.} = K_{II} \cdot S_{\text{максПС}}, \quad (49)$$

$$S_{P.M.} = 1,2 \cdot 26130 = 31356 \text{ кВА,}$$

$K_{II} = 1,2$ – коэффициент перспективного развития.

При определении числа силовых трансформаторов на ГПП учитываем категорию надежности электроснабжения: поскольку имеются потребители 1 категории, то выбираем двухтрансформаторную подстанцию. Наличие на предприятии разветвленной распределительной сети 6 кВ и большого количества цеховых КТП, обуславливает применение силовых трансформаторов типа ТРДН с расщепленными обмотками низкого напряжения.

Число силовых трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, принимаем равным двум.

Определим мощность силовых трансформаторов с учетом допустимой перегрузки:

$$S_{НОМ.Т.} = \frac{S_{P.M.} \cdot K_{I-II}}{K_{ПЕР} \cdot (n-1)}, \quad (50)$$

где $K_{I-II} = 0,8$ – коэффициент участия потребителей I и II категории,

$K_{ПЕР} = 40\%$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_{НОМ.Т.} = 31356 \cdot 0,8 / 1,4 \cdot (2 - 1) = 17917 \text{ кВА.}$$

По найденному значению $S_{НОМ.Т.}$ по шкале номинальных мощностей силовых трансформаторов выбирается два ближайших больших из условия:

$$S_{НОМ.Т.2} > S_{НОМ.Т.1} \geq S_{НОМ.Т.}$$

$$40\text{МВА} > 25\text{МВА} \geq 17,9\text{МВА}$$

Для определения наиболее рациональной мощности силовых трансформаторов проведём технико-экономическое сравнение двух вариантов:

1. Два силовых трансформатора ТРДН-25000/110/6/6.
2. Два силовых трансформатора ТРДН-40000/110/6/6.

Технико-экономические характеристики трансформаторов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Технико-экономические характеристики силовых трансформаторов

	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	U_k , %	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_x , %	Цена, млн.р.
ТРДН-25000	115	6,3	10,5	25	120	0,65	11
ТРДН-40000	115	6,3	10,5	34	170	0,55	17

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода определяются:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{НОМ.Т.}, \quad (51)$$

где $I_x(\%)$ – ток холостого хода трансформатора, %.

Проверим на перегрузку в нормальном режиме работы:

$$S_{НОМ.Т.} \geq 0,335 \cdot S_{р.м.}, \quad (52)$$

$$S_{НОМ.Т.} \geq 0,335 \cdot 31356 = 10504 \text{ кВА.}$$

Оба варианта проходят эту проверку.

Потери реактивной мощности в режиме XX:

$$Q_{x25} = \frac{0.65}{100} \cdot 25000 = 163 \text{ квар},$$

$$Q_{x40} = \frac{0.55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX:

$$P'_x = P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (53)$$

$$P'_{x.25} = P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 25 + 0,05 \cdot 163 = 33.1 \text{ кВт},$$

$$P'_{x.40} = P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 34 + 0,05 \cdot 220 = 45 \text{ кВт}.$$

Полагая, что нагрузка распределена по обмоткам силового трансформатора равномерно найдем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$\kappa_{з.в.25} = \frac{S_\epsilon}{S_{номт}}, \quad (54)$$

$$\kappa_{з.в.25} = \frac{S_\epsilon}{S_{номт}} = \frac{15,678}{25} = 0,627,$$

$$\kappa_{з.в.40} = \frac{S_\epsilon}{S_{номт}} = \frac{15,678}{40} = 0,392.$$

S_ϵ – расчётная нагрузка одного трансформатора;

$S_{номт}$ – номинальная мощность трансформатора .

$$\kappa_{з.н.25} = \frac{S_\epsilon / 2}{S_{номт}}, \quad (55)$$

$$\kappa_{з.н.25} = \frac{S_\epsilon / 2}{S_{номт}} = \frac{7,839}{25} = 0,314,$$

$$\kappa_{з.н.40} = \frac{S_\epsilon / 2}{S_{номт}} = \frac{7,839}{40} = 0,196.$$

Потери активной мощности короткого замыкания (КЗ) соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузке, которые определяем при заданных значениях $P_{кв-н} = 120$ кВт и $P_{кв-н} = 170$ кВт соответственно.

$$P_{кнн1} = P_{кнн2} = 2P_{кв-н} = 120 \cdot 2 = 240 \text{ кВт}, \quad (56)$$

$$P_{кнн1.25} = P_{кнн2.25} = 2P_{кв-н} = 120 \cdot 2 = 240 \text{ кВт} \quad P_{кв} = 0,$$

$$P_{кн1.40} = P_{кн2.40} = 2P_{кв-н} = 170 \cdot 2 = 340 \text{ кВт} \quad P_{кв} = 0.$$

Напряжения КЗ обмоток трансформаторов:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВН-НН}, \quad (57)$$

$$U_{кНН1} = U_{кНН2} = 1,75U_{кВН-НН}, \quad (58)$$

$$U_{кВ25} = U_{кВ40} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%,$$

$$U_{кНН25} = U_{кНН40} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%.$$

Потери реактивной мощности в обмотках трансформатора:

$$Q_{к} = \frac{U_{к}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т}, \quad (59)$$

$$Q_{кВН25} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 328,1 \text{ квар},$$

$$Q_{кНН25} = \frac{18,38}{100} \cdot 25000 = 4594 \text{ квар},$$

$$Q_{кВН40} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар},$$

$$Q_{кНН40} = \frac{18,38}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток двухфазного трансформатора с расщепленными обмотками:

$$P'_{к} = P_{к} + \kappa_{un} \cdot Q_{к}, \quad (60)$$

$$P'_{кВН25} = 0 + 0,05 \cdot 328,1 = 16,4 \text{ кВт},$$

$$P'_{кВН40} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт},$$

$$P'_{кНН25} = 240 + 0,05 \cdot 4595 = 469,7 \text{ кВт},$$

$$P'_{кНН40} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах:

$$P'_m = P'_x + \kappa_{36}^2 \cdot P'_{кв} + 2 \cdot \kappa_3^2 \cdot P'_{кНН}, \quad (61)$$

$$P'_{m25} = 33,1 + 0,627^2 \cdot 16,4 + 2 \cdot 0,314^2 \cdot 469,7 = 131,9 \text{ кВт,}$$

$$P'_{m40} = 45 + 0,392^2 \cdot 26,25 + 2 \cdot 0,196^2 \cdot 707,5 = 103,4 \text{ кВт.}$$

Экономическая нагрузка ГПП:

$$S_{эГПП} = S_{ном.м.} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot P'_x / P'_к}, \quad (62)$$

$$S_{эГПП25} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot 33,1 / (16,4 + 469,7 \cdot 2)} = 9229 \text{ кВт,}$$

$$S_{эГПП40} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot 45 / (26,25 + 707,5 \cdot 2)} = 14000 \text{ кВт.}$$

На основании расчетных графиков нагрузки находим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП. Расчёт потерь сводим в таблицы 4.2 и 4.3.

Таблица 4.2 - Расчёт потерь электроэнергии для ТРДН-25000/110/6/6

i	S_i, MVA	n_i	$T_i, \text{ч.}$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	k_{3i}	$\Delta W_{квi},$ кВт·ч	$\Delta W_{кНi},$ кВт·ч
1	15,675	2	2000	132500	0,627	6450	46162
2	13,759	2	3000	198750	0,550	7454	53350
3	10,624	2	1000	66250	0,425	1481	10603
4	7,489	2	1000	66250	0,300	736	5268
5	5,225	2	1000	66250	0,209	358	2564
6	4,355	1	760	24175	0,174	189	2708
				555175		16858	120655

$$\Delta W_x = n_i \cdot T_i \cdot P_x, \quad (63)$$

$$\Delta W_k = \frac{T_i}{n_i} \cdot P'_{кНН} \cdot \kappa_3^2, \quad (64)$$

$$k_3 = S_i / 2 \cdot S_{ном}, \quad (65)$$

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_k + \sum \Delta W_x, \quad (66)$$

где i – номер ступени;

n_i – число трансформаторов подстанции;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на i – ой ступени.

$$\Delta W_{ПС} = 555175 + 258168 = 813343 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 4.3 - Расчет потерь электроэнергии для ТРДН-40000/110/6/6

i	S_i, MVA	n_i	$T_i, \text{ч.}$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	k_{3i}	$\Delta W_{k3i},$ кВт·ч	$\Delta W_{kni},$ кВт·ч
1	15,675	2	2000	180000	0,392	4031	27162
2	13,759	2	3000	270000	0,344	4659	31392
3	10,624	2	1000	90000	0,266	926	6239
4	7,489	2	1000	90000	0,187	460	3100
5	5,225	1	1000	45000	0,131	448	3018
6	4,355	1	760	34200	0,109	237	1594
				709200		10760	72503

$$\Delta W_{ПС} = 709200 + 155766 = 864966 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в силовых трансформаторах

$$I_{\Delta W_{ПС}} = c_{\text{э.х.}}(T_x) \cdot \Delta W_x + c_{\text{э.к.}}(\tau) \cdot \Delta W_k, \quad (67)$$

$C_{\text{э.х.}}(T_x) = 0,66 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии холостого хода трансформаторов ГПП за время работы их в году T_x с пересчетом на цены 2015 г.

$C_{\text{э.к.}}(\tau)$ – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии трансформатора. Для $T_m = 5608 \text{ ч}$ по рисунку определяем время максимальных потерь $\tau = 4108 \text{ ч}$. $C_{\text{э.к.}}(\tau) = f(\tau / K_m)$, где K_m – коэффициент

попадания максимума нагрузки предприятия в максимум энергосистемы. Принимаем $K_m = 0.92$, тогда $C_{ЭК}(\tau)$ с пересчетом на цены 2015 г.:

$$C_{ЭК}(\tau) = 0,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (68)$$

$$I_{\Delta W ПС25} = 0,66 \cdot 555175 + 0,93 \cdot 258167 = 606512 \text{ руб.},$$

$$I_{\Delta W ПС40} = 0,66 \cdot 709200 + 0,93 \cdot 155766 = 612935 \text{ руб.}$$

Окончательный выбор наиболее рациональной номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП определяется по методу приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{\Delta wnc}, \quad (69)$$

где $E_n = 0,33$ – нормативный коэффициент эффективности,

K – капитальные затраты на оборудование ПС. При этом учитываются только затраты на силовые трансформаторы, как наиболее дорогостоящее оборудование;

$I_э = P_{сум} \cdot K$ – ежегодные эксплуатационные издержки,

$P_{сум} = 0,094$ – суммарный коэффициент отчислений ($P_{сум} = P_a + P_p + P_o$), состоит из амортизационных отчислений P_a , отчислений на ремонт P_p и на обслуживание P_o электрооборудования.

$$Z_{np25} = 0,33 \cdot 11 \cdot 10^6 \cdot 2 + 0,094 \cdot 11 \cdot 10^6 \cdot 2 + 606512 = 9934512 \text{ руб.}$$

$$Z_{np40} = 0,33 \cdot 17 \cdot 10^6 \cdot 2 + 0,094 \cdot 17 \cdot 10^6 \cdot 2 + 612935 = 15028935 \text{ руб.}$$

За окончательный вариант принимаем тот, который имеет меньшие приведенные затраты и лучшие показатели.

Принимаем к установке на ГПП два силовых трансформатора ТРДН - 25000/110/6/6.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема и схема замещения для определения токов КЗ представлена на рисунках 5.1 и 5.2 соответственно.

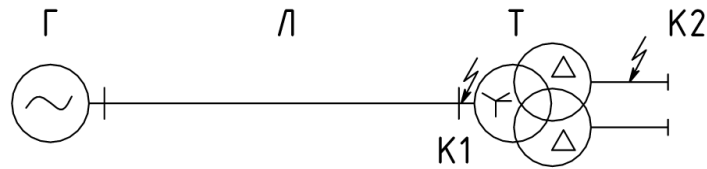


Рисунок 5.1 - Расчетная схема для определения токов КЗ

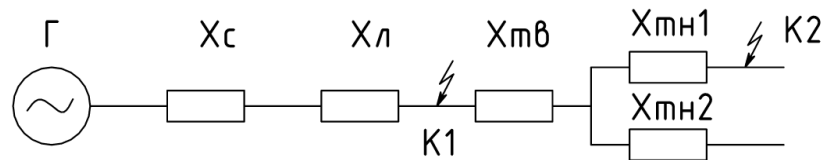


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения токов КЗ

Для определения параметров элементов схемы замещения примем следующие исходные данные:

Система:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, S_{KЗ} = 3000 \text{ МВА.}$$

Воздушная линия:

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}, l = 5,5 \text{ км}, U_H = 110 \text{ кВ.}$$

Силовой трансформатор:

$$S_H = 25 \text{ МВА.}$$

Определим параметры элементов схемы замещения при $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$.

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{KЗ}}, \quad (70)$$

$$x_C = \frac{1000}{3000} = 0,33;$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_L = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_H^2}, \quad (71)$$

$$x_L = 0,4 \cdot 5,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,166;$$

Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{TB} = \frac{U_{K.B.}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{HT}}, \quad (72)$$

$$x_{TB} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525;$$

$$x_{TH} = \frac{U_{K.H.}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{HT}}, \quad (73)$$

$$x_{TH} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35;$$

$$x_T = x_{TB} + x_{TH}, \quad (74)$$

$$x_T = 0,525 + 7,35 = 7,875.$$

Для точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_C + x_L, \quad (75)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,33 + 0,166 = 0,496,$$

$$x_{0\Sigma} = x_C + 3 \cdot x_L, \quad (76)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,33 + 3 \cdot 0,166 = 0,828.$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I^3_{кз} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \quad (77)$$

$$I^3_{кз} = \frac{1}{0,496} = 2,016, \text{ где } E = 1.$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (78)$$

$$I_{\text{кз}}^3 = 2,016 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,121 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y \text{ к1}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{кз}}^3, \quad (79)$$

$$i_{y \text{ к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,121 = 25,764 \text{ кА,}$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \text{ к1}} = I_{\text{кз}}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial} - 1)^2}, \quad (80)$$

$$I_{y \text{ к1}} = 10,121 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,282 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^3 \cdot U_{\text{н}}, \quad (81)$$

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 10,121 \cdot 115 = 2016 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток кз:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (82)$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,496 + 0,828} = 1,648;$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = I_{\text{кз}}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{\text{кз}}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (83)$$

$$I_{\text{кз}}^1 = 1,648 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,275 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l + x_m, \quad (84)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,33 + 0,166 + 7,875 = 8,371;$$

$$x_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m, \quad (85)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,33 + 3 \cdot 0,166 + 8,371 = 9,199.$$

$$I_{кз}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \quad (86)$$

$$I_{кз}^3 = \frac{1}{9,199} = 0,109.$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (87)$$

$$I_{кз}^3 = 0,109 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 9,509 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^3, \quad (88)$$

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,509 = 25,821 \text{ кА,}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \text{ к}2} = I_{кз}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2} \quad (89)$$

$$I_{y \text{ к}2} = 9,509 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 15,604 \text{ кА.}$$

Мощность кз:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^3 \cdot U_H, \quad (90)$$

$$S_{k_{2,3}} = \sqrt{3} \cdot 9,509 \cdot 6,6 = 108 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток кз:

$$I_{кз}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (91)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 8,371 + 9,199} = 0,116,$$

$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (92)$$

$$I_{кз}^1 = 0,116 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 10,116 \text{ кА.}$$

6 Выбор и проверка основного оборудования на ГПП

6.1 Выбор аппаратов на стороне ВН

6.1.1 Выбор разъединителей

Разъединители аналогично силовым выключателям выбираются по продолжительным режимам работы и проверяются на действие токов КЗ.

Выбор разъединителей:

- по напряжению установки разъединителя:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (93)$$

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

- по максимальному длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (94)$$

$$I_{max} = 176 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

Параметры проверки:

- после выбора разъединитель проверяется на динамическую устойчивость по условию:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \quad (95)$$

$$i_{уд} = 25,7 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

- и проверяется на термическую устойчивость по условию:

$$B_{ном} \geq B_{к} \quad (96)$$

$$B_{ном} = I_T^2 \cdot t_T \quad (97)$$

$$B_{к} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (98)$$

$$B_{ном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к} = 10,121^2 \cdot (0,085 + 0,05) = 13,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к} = 13,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{ном} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/1000 У1 с приводом ПРН-110У1.

6.1.2 Выбор высоковольтных выключателей

Высоковольтные выключатели выбираются по следующим параметрам:

1. номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (99)$$

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 145 \text{ кВ};$$

2. номинальному току:

$$I \leq I_{ном}, \quad (100)$$

$$I = 176 \text{ А} \leq I_{ном} = 3150 \text{ А};$$

3. отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном}, \quad (101)$$

$$I_{нт} = 10,1 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (102)$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.}, \quad (103)$$

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ сек},$$

где $t_{p.z.} = 0,01$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{c.v.} = 0,05$ – собственное время отключения выключателя, с;

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (104)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,1 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,14}} = 9,3 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,14$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

$\beta_{ном} = 0,36$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,36 \cdot 40 = 20,4 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 9,3 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 20,4 \text{ кА};$$

4. предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n.o} \leq I_{np.c}, \quad (106)$$

где $I_{np.c} = 20$ кА – предельный сквозной ток;

$I_{n.o} = 10,1$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$$I_{n.o} = 9,5 \text{ кА} \leq I_{np.c} = 20 \text{ кА};$$

5. тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{ном}, \quad (107)$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (t + T_a), \quad (108)$$

$$B_k = 10,1^2 \cdot (0,06 + 0,14) = 20,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m, \quad (109)$$

$$B_{ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где I_m – предельный ток термической устойчивости;

t_m – длительность протекания термического тока.

$$B_k = 20,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный элегазовый выключатель DT1-145FK.

6.1.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбирается и проверяется по следующим параметрам:

1. номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (110)$$

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

2. номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (111)$$

$$I_{норм} = 176 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

3. на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq I_{\text{эд}}, \quad (112)$$

$$i_{y\partial} \leq \sqrt{2} \cdot K_{\text{эд}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (113)$$

$$i_y = 25,7 \text{ кА}, \quad I_{\text{эд}} = \sqrt{2} \cdot 75 \cdot 200 = 26,2 \text{ кА},$$

$$i_y = 25,7 \text{ кА} \leq I_{\text{эд}} = 26,2 \text{ кА};$$

4. тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} \leq B_{\text{ном}}, \quad (114)$$

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot (t + T_a), \quad (115)$$

$$B_{\kappa} = 10,121^2 \cdot (0,085 + 0,05) = 13,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{ном}} = K_m^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_m, \quad (116)$$

$$B_{\text{ном}} = 25^2 \cdot 0,2^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где I_m – предельный ток термической устойчивости;

t_m – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_{\kappa} = 13,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{ном}} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. вторичной нагрузке:

Амперметр, $S_{\text{ном}} = 0,1 \text{ ВА}$.

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (117)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом},$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора;

$S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами.

$$z_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом},$$

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$ – переходное сопротивление контактов;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,096} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение соединительных проводов 4 мм^2 .

Выбираем трансформатор тока ТВТ110 – 1 – 200/5 встроенный в силовой трансформатор.

6.1.4 Выбор гибких шин

Гибкие шины выполняются в основном голыми стальалюминиевыми проводами марки АС. Голые провода, проложенные на открытом воздухе, на термическое и электродинамическое действия токов КЗ не проверяются.

Сечение гибких шин выбирается и проверяется по следующим параметрам:

1. экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{i_{\text{эк}} \cdot n_{\text{цепей}}}, \quad (118)$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{176}{1 \cdot 2} = 88 \text{ мм}^2,$$

$i_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$ – для алюминиевых проводников согласно ПУЭ.

2. длительному допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (119)$$

$$I_{\text{max}} = 176 \leq I_{\text{доп}} = 265$$

3. проверке на условие коронирования:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0, \quad (120)$$

$$E_0 = 24.8 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 31.94 \text{ кВ/см},$$

$$E = 0.354 \frac{U_{\text{ном}}}{r_0 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = 13.53 \text{ кВ/см},$$

$$14,5 < 28,7$$

Выбираем провода АС – 95.

6.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Выбираем ОПНН – 110 У1 для установки в нейтраль силовых трансформаторов и ОПН – 110 У1 для защиты электрооборудования.

6.1.6 Выбор заземлителей

Выбираем ЗОН – 110М.

6.2 Выбор аппаратов на стороне НН

Выбираем ячейки КРУ2–10–20 У3 с вакуумными выключателями ВВ/TEL-6-20/1600 У2, трансформаторами тока ТПОЛ–6 и трансформаторами напряжения НАМИТ–10.

6.2.1. Выбор высоковольтного выключателя 6 кВ

Высоковольтный выключатель выбирается по следующим параметрам:

6. номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (121)$$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

7. номинальному току:

$$I \leq I_{ном}, \quad (122)$$

$$I = 1203 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

8. отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном}, \quad (123)$$

$$I_{нт} = 9,5 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ кА};$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (124)$$

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.}, \quad (125)$$

$$\tau = 0,01 + 0,075 = 0,085 \text{ с},$$

где $t_{р.з.} = 0,01$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{c.в.} = 0,075$ – собственное время отключения выключателя, с;

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (126)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot e^{-\frac{0,085}{0,14}} = 3,71 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,14$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

$\beta_{ном} = 0,15$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,15 \cdot 20 = 4,24 \text{ кА},$$

$$i_{a.\tau} = 3,71 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 4,24 \text{ кА};$$

9. на электродинамическую стойкость:

$$I_{n.o} \leq I_{нр.с}, \quad (127)$$

где $I_{нр.с} = 20$ кА – предельный сквозной ток;

$I_{n.o} = 9,5$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$$I_{n.o} = 9,5 \text{ кА} \leq I_{нр.с} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{нр.с}, \quad (128)$$

$$i_{y\partial} = 25,8 \text{ кА} \leq i_{нр.с} = 80 \text{ кА};$$

10. на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} \leq B_{ном}, \quad (129)$$

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot (t + T_a), \quad (130)$$

$$B_{\kappa} = 9,5^2 \cdot (0,085 + 0,14) = 11,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m, \quad (131)$$

$$B_{ном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где I_m – предельный ток термической устойчивости;

t_m – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_{\kappa} = 11,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{ном}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный выключатель ВВ/TEL-6-20/1600 У2.

6.2.2 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

1. номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (132)$$

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

2. номинальному длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (133)$$

$$I_{\text{мах}} = 1203 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А};$$

3. на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq I_{\text{эд}}, \quad (134)$$

$$I_{\text{эд}} = k_{\text{эд}} \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (135)$$

$$I_{\text{эд}} = 69 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,6 = 156 \text{ кА},$$

$$i_y = 25,8 \text{ кА} \leq I_{\text{эд}} = 156 \text{ кА};$$

4. на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} \leq B_{\text{ном}}, \quad (136)$$

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot (t + T_a), \quad (137)$$

$$B_{\kappa} = 9,5^2 \cdot (0,085 + 0,14) = 11,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_m, \quad (138)$$

$$B_{\text{ном}} = 23^2 \cdot 3 = 1587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\kappa} = 11,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{ном}} = 1587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5. вторичной нагрузке:

Контроль за работой силового двухобмоточного трансформатора с расщепленными обмотками НН ведут с помощью следующих приборов:

- амперметр S=0,1 ВА;

- ваттметр S=0,5 ВА;
- варметр S=0,5 ВА;
- счетчик активной энергии S=2,5 ВА;
- счетчик реактивной энергии S=2,5 ВА.

Общая мощность S=6,1 ВА.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{приб}}}{I_2^2}, \quad (139)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,1}{5^2} = 0,244 \text{ Ом},$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора;

$S_{\Sigma \text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами.

$$z_{\text{пров}} = 0,6 - 0,244 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом},$$

$r_k = 0,1$ – переходное сопротивление контактов, Ом;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 45}{0,256} = 4,97 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение проводов 6 мм².

Выбираем трансформатор тока ТПОЛ – 6/1500 УЗ.

6.2.3 Выбор трансформатора напряжения

1. номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (140)$$

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

2. вторичной нагрузке:

- Вольтметр S = 2 ВА,
- Вольтметр фазный S = 2 ВА,
- Ваттметр S = 0,5 ВА,
- Варметр S = 0,5 ВА,
- 3 Счетчика активной энергии S = 7,5 ВА,

- 3 Счетчика реактивной энергии $S = 7,5$ ВА.

Общая мощность нагрузки $S = 20$ ВА.

$$S_{\Sigma np} \leq S_{ном}, \quad (141)$$

где $S_{\Sigma np}$ – общая мощность нагрузки присоединенной к трансформатору напряжения.

$$S_{\Sigma np} = 20 \text{ ВА} \leq S_{ном} = 120 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИТ – 10 – 2 УХЛ.

6.2.4 Выбор ограничителей перенапряжений

Выбираем на 6 кВ ограничители перенапряжений ОПН – 6 УХЛ1.

6.2.5 Выбор жестких шин

1. определяем сечение шины:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.ном}}{i_{эк}}, \quad (142)$$

$$S_{эк} = \frac{962}{1} = 962 \text{ мм}^2,$$

$i_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$ – для алюминиевых проводников согласно ПУЭ.

Выбираем алюминиевую шину сечением 9,97 см² с размерами 10x100 мм.

$$I_{раб.ном} = 1203 \text{ А} \leq I_{доп} = 1820 \text{ А}.$$

Для исключения механического резонанса $f_0 > 200$ Гц находим длину пролета между изоляторами:

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}$$

где L – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции;

S – сечение шин = 9.97 мм² .

Находим момент инерции:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{12}, \quad (143)$$

$$J = \frac{10^3 \cdot 1}{12} = 83,3 \text{ см}^3$$

$$f_0(210 \text{Гц}) = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{83,3}{9,97}} = \frac{500,6}{L^2} \Rightarrow L = \sqrt{\frac{500,6}{210}} = 1,56 \text{ м}$$

6.2.6 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов для крепления шин производится по следующим параметрам:

1. номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (144)$$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

2. допустимой нагрузке на головку опорного изолятора

$$F_{расч} \leq 0,6F_{разр}, \quad (145)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{d} \cdot K_n \cdot L_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (146)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{17500^2}{0,13} \cdot 1 \cdot 1,56 \cdot 10^{-7} = 0,6 \text{ кН},$$

$$F_{разр} = 3,75 \text{ кН},$$

где d – расстояние между фазами;

$K_n = 1$ – поправочный коэффициент на высоту шин, если они расположены на «ребро»;

$L_{из}$ – расстояние между изоляторами.

$$F_{расч} = 0,6 \text{ кН} \leq 0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН}.$$

Выбираем опорный изолятор ИО – 6 – 3,75 УЗ.

Проходные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

1. номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (147)$$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

2. допустимой нагрузке на головку проходного изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6F_{разр}, \quad (148)$$

$$F_{расч} = 0.865 \cdot \frac{i_y^2}{d} \cdot K_n \cdot L_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (149)$$

$$F_{расч} = 0,865 \cdot \frac{17500^2}{0,13} \cdot 1 \cdot 1,56 \cdot 10^{-7} = 0,3 \text{ кН},$$

$$F_{разр} = 0,75 \text{ кН}$$

где d – расстояние между фазами;

$K_n = 1$ – поправочный коэффициент на высоту шин, если они расположены на «ребро»;

$L_{из}$ – расстояние между изоляторами.

$$F_{расч} = 0,3 \text{ кН} \leq 0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 0,75 = 0,45 \text{ кН}$$

Выбираем проходной изолятор ИП – 6 / 1500 – 750 УЗ.

7 Расчет релейной защиты на ГПП

Для силовых трансформаторов главной понизительной подстанции предусматриваются следующие виды защит:

1. Продольная дифференциальная защита;
2. Максимальная токовая защита.

7.1 Расчет токов короткого замыкания

Мощность короткого замыкания принимается равной:

$$S_{K \max} = 5000 \text{ МВА},$$

$$S_K = 2100 \text{ МВА},$$

$$S_{K \min} = 1500 \text{ МВА}.$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_K}, \quad (150)$$

$$X_{C \max} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{115^2}{2100} = 6.3 \text{ Ом},$$

$$X_{C \min} = \frac{115^2}{1500} = 8,817 \text{ Ом}.$$

Сопротивление силового трансформатора:

$$U_{K\text{вн}} = 0.125 \cdot U_K, \quad (151)$$

$$U_{K\text{вн}} = 0.125 \cdot 10.5 = 1.313 \%$$

$$U_{K\text{нн}} = 1.75 \cdot U_K, \quad (152)$$

$$U_{K\text{нн}} = 1.75 \cdot 10.5 = 18.375 \%$$

$$X_{T\text{вн}} = \frac{U_{K\text{вн}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_T}, \quad (153)$$

$$X_{T\text{вн}} = \frac{1.313}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 6.943 \text{ Ом}$$

$$X_{T_{HH}} = \frac{U_{K_{HH}}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_T}, \quad (154)$$

$$X_{T_{HH}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 97.204 \text{ Ом}$$

$$X_T = X_{T_{BH}} + X_{T_{HH}}, \quad (155)$$

$$X_T = 6.943 + 97.204 = 104.147 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = x_0 \cdot l, \quad (156)$$

$$X_L = 0,4 \cdot 12 = 4.8 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma \max} = X_{C \max} + X_T + X_L = 111.6 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma} = X_C + X_T + X_L = 115.2 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma \min} = X_{C \min} + X_T + X_L = 117.7 \text{ Ом}$$

Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 7.1:

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов КЗ

$S_{T \text{ ном}}, \text{ МВА}$ $U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$S_{\text{КЗ}}$ системы, МВА	Ток трехфазного КЗ, А	
		115 кВ	6,3 кВ
$S_{T \text{ ном}} = 25 \text{ МВА}$ $U_{BH} = 110 \text{ кВ}$ $U_{HH} = 6,3 \text{ кВ}$	$S_{K \max} = 5000$	$I_{K \max}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \max}}$ = 595	$I_{K \max}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} I_{K \max}^{(3)}$ = 6517
	$S_K = 2100$	$I_K^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}$ = 576	$I_K^{(3)} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} I_K^{(3)}$ = 6308
	$S_{K \min} = 1500$	$I_{K \min}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \min}}$ = 564	$I_{K \min}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} I_{K \min}^{(3)}$ = 6177

7.2 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока приведен в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Выбор трансформаторов тока

№ пп	Расчетные формулы	$S_m = 25 \text{ МВА}$	
		115 кВ	6,3 кВ
1.	$I_H \geq \frac{1,4 \cdot S_{T_{\text{ном}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$I_H = 200 \text{ А.}$ Соединение Δ	$I_H = 1500 \text{ А.}$ Соединение Y
2.	$I_{\text{расч}} = 1,3 \cdot I_{R_{\text{max}}}^{(3)}$	774	8472
3.	$m_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{расч}}}{0,8 \cdot I_{\text{ном}}}$	4,838	5,295
4.	$Z_{\text{Hдоп}}$	4	8
5.	Z_p	0,35	0,15
6.	$Z_{\text{np}} = \frac{Z_{\text{Hд}} - Z_n - Z_p}{3} \text{ для ТА в } \Delta$ $Z_{\text{неp}} = 0,05 \text{ Ом.}$	0,967	-
	$Z_{\text{np}} = \frac{Z_{\text{Hд}} - Z_n - Z_p}{2} \text{ для ТА в } Y$ $Z_{\text{неp}} = 0,05 \text{ Ом.}$	-	3,9
7.	l	65	45
8.	$S_{\text{доп}} = \frac{\rho \cdot l}{Z_{\text{np}}}$ $\rho = 0,0283$	1.903	0.327
9.	S	4	4

где I_H – номинальный ток трансформатора тока; $I_{\text{расч}}$ - расчетный первичный ток, А; $m_{\text{расч}}$ - расчетная кратность тока; $Z_{\text{Hдоп}}$ - допустимая нагрузка ТТ, Ом; Z_p - сопротивление реле защиты, Ом; Z_{np} - допустимое сопротивление проводов в один конец, Ом; l - длина проводов в один конец, м; $S_{\text{доп}}$ - допустимое сечение проводов, мм^2 ; S - принятое сечение проводов, мм^2 .

7.3 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита является обязательной для всех силовых трансформаторов мощностью более 6,3 МВА. Трансформаторы тока для продольной дифференциальной защиты устанавливаются с каждой стороны защищаемого силового трансформатора.

Схемы соединения трансформаторов тока выбираются исходя из схем соединения обмоток защищаемого силового трансформатора для выравнивания токов в цепи дифференциальной защиты. Для силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Δ трансформаторы тока соединяются на стороне ВН в Δ, а на стороне НН в Y.

Вторичные токи трансформаторов тока в плечах дифференциальной защиты при номинальном первичном токе определяются по выражению:

$$i_H = \frac{k_{CX} \cdot I_H}{n_T}, \quad (157)$$

где k_{CX} - коэффициент схемы, который определяется схемами соединения трансформаторов тока и обмоток защищаемого силового трансформатора. Принимается $k_{CX} = \sqrt{3}$ для трансформаторов тока соединенных в Δ и $k_{CX} = 1$ для трансформаторов тока соединенных в Y.

Сторона защищаемого силового трансформатора с наибольшим вторичным током в плече защиты, принимается в расчетах за основную.

Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора приведен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Расчет дифференциальной защиты трансформатора с реле РНТ – 565

№ пп	Расчетная формула	Значения для сторон	
		115 кВ	6,3 кВ
1.	$I_H = \frac{1.4 \cdot S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	176	1203
2.	k_{CX}	$\sqrt{3}$	1
3.	$i_{2H} = \frac{k_{CX} \cdot I_H}{n_T}$	5,43	3,44
4.	$I'_{НБр} = (k_{ан} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon) \cdot I_{R\max}^{(3)}$	154,7	1694,4
5.	$I_{C.31} \geq k_H I'_{НБ.р}$ $k_H = 1,3$	201,1	2202,7
6.	$I_{C.32} \geq k_H I_H$ $k_H = 1,3$	163,2	1787,1
7.	$I_{C.3.расч}$	201,1	2202,7
8.	$K_{ч\ предв}$	2,57	2,57
9.	$i_{c.осн.р} = \frac{k_{CX} I_{C.3.р}}{n_T}$	8,7	-
10.	$W_{OC.р} = \frac{F_{C.P}}{i_{C.OCH.р}}$ $F_{C.P} = 100$	11,5	-
11.	W_{OCH}	11 / 10	-
12.	$W_{HEOCH.р} = W_{OCH} \cdot \frac{i_{2осн}}{i_{2неосн}}$	-	17,4 / 15,8

Продолжение таблицы 7.3

13.	W_{HEOCH}	-	17 / 16
14.	$I_{нам.р}^{///} = \frac{W_{неосн.р} - W_{неосн}}{W_{неосн.р}} \cdot I_{Rmax}^{(3)}$	27,4 / 15	299,6 / 165
15.	$I_{НБ.р} = I'_{НБ.р} + I_{НБ.р}^{///}$	182,1 / 170	1994 / 1859
16.	$I_{C.3} = \frac{F_{C.р} \cdot n_T}{W \cdot k_{CX}}$	210 / 230,9	2353 / 2500
17.	$k_{отстр} = \frac{I_{C.3}}{I_{НБ.р}}$	1,15 / 1,36	1,18 / 1,35
18.	W	10	16
19.	$k_{ч} = \frac{I_{H.min}^{(2)}}{I_{C.3}}$	2,24	2,27

где I_H – номинальный ток силового трансформатора; k_{CX} - коэффициент схемы; i_{2H} - вторичный ток в плечах защиты; $I'_{НБр}$ - первичный расчетный ток небаланса, обусловленного неточностью установки расчетного числа витков реле; $I_{C.31}$ - первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса; $I_{C.32}$ - первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока; $I_{c.з.расч}$ - расчетное условие для выбора уставки реле; $K_{ч\ предв}$ - предварительная проверка чувствительности; $i_{c.осн.р}$ - ток срабатывания на основной стороне, А; $W_{OC.p}$ - расчетное число витков реле для установки на основной стороне; W_{OCH} - предварительно принятое число витков реле на основной стороне; $W_{HEOCH.p}$ - расчетное число витков реле для установки на неосновной стороне; W_{HEOCH} - предварительно принятое число витков реле для установки на неосновной стороне; $I_{нам.р}^{///}$ - составляющая тока намагничивания, обусловленная округлением числа витков реле на неосновной

стороне, А; $I_{НБ.р}$ - первичный расчетный ток небаланса с учетом всех составляющих, А; $I_{С.3}$ - уточненное значение тока срабатывания защиты; $k_{ОТСТР}$ - проверка приемлемости выбранного числа витков; W - принятое число витков; $k_{\text{ч}}$ - чувствительность защиты.

7.4 Расчет максимальной токовой защиты

На силовых двухобмоточных понижающих трансформаторах максимальная токовая защита устанавливается со стороны источника питания, когда в зону ее действия попадает и сам силовой трансформатор. В сетях с глухозаземленной нейтралью используется трехрелейное исполнение для отключения силового трансформатора при КЗ в любой фазе. Расчет максимальной токовой защиты приведен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Расчет максимальной токовой защиты, уставки реле обдувки и реле токовой блокировки регулятора силового трансформатора

№ пп	Расчетная формула	Трансформатор 25 МВА				
		МТЗ на стороне		Защита от перегрева на стороне 6,3 кВ	Реле обдувки на стороне 6,3 кВ	Реле блокировки и на стороне 6,3 кВ
		115 кВ	6,3 кВ			
1.	$I_H = \frac{1.4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	176	1203	1203		
2.	m_{CH}	1,4	2,5	-	-	-
3.	k_{CX}	$\sqrt{3}$	1	1		
4.	$I_{C.31} = \frac{k_H m_{CH}}{k_\epsilon} I_H$ $k_H = 1,2$ $k_\epsilon = 0,8$	264	2580	-	-	-
5.	$I_{C.32} = \frac{k_H}{k_\epsilon} I_H$ $k_H = 1,05$ $k_\epsilon = 0,8$	-	-	904	-	-

Продолжение таблицы 7.4

6.	$I_{C.33} = 0,7I_H$	-	-	-	480	-
7.	$I_{C.34} = 2I_H$	-	-	-	-	2750
8.	$i_{C.P} = k_{CX} \frac{I_{C3}}{n_T}$	11,4	6,45	2,26	1,2	6,87
9.	$k_q = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{C3}} =$ $= \frac{0,87 \cdot I_{K \min}^{(3)}}{I_{C3}}$	1,86 > 1,5	2,08 > 1,5	-	-	-
10.	Тип реле и пределы уставки	РТ – 40/20 5...20 А	РТ – 40/20 5...20 А	РТ – 40/6 1,5...6 А	РТ – 40/2 0,5...2 А	РТ – 40/20 5...20 А

где I_H – номинальный ток силового трансформатора; m_{CH} – кратность сверхтока нагрузки; k_{CX} – коэффициент схемы; $I_{C.31}$ – первичный расчетный ток срабатывания МТЗ; $I_{C.32}$ – первичный расчетный ток срабатывания защиты от перегрузки; $I_{C.33}$ – первичный расчетный ток срабатывания реле обдувки на стороне 6,3 кВ; $I_{C.34}$ – первичный расчетный ток срабатывания реле блокировки регулятора; $i_{C.P}$ – ток уставки реле; k_q – коэффициент чувствительности, А.

7.5 Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей

Расчет МТЗ секционных выключателей сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 - Расчет МТЗ секционных выключателей

№ пп	Расчетная формула	$S_{T.ном} = 25 \text{ МВА}$
		6,3 кВ
1.	k_{CX}	1
2.	$I_{C.31}$ по табл. 7.4.	2580
3.	$I_{C3} = k_C \cdot I_{C3}$ $k_C = 0,85$	2190

Продолжение таблицы 7.5

4.	$i_{C.P} = \kappa_{CX} \frac{I_{C.3}}{n_T}$	5,48
5.	$\kappa_{\mathcal{U}} = \frac{0,87 I_{K \min}^{(3)}}{I_{C.3}}$	2,42 > 1,5
6.	Тип реле и пределы уставки	РТ – 40/6 1,5...6 А

где κ_{CX} - коэффициент схемы; $I_{C.31}$ - первичный расчетный ток срабатывания МТЗ; $I_{C.3}$ - первичный расчетный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А; $i_{C.P}$ - ток уставки реле, А; $\kappa_{\mathcal{U}}$ - чувствительность защиты.

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра были разработаны мероприятия по повышению надежности и экономичности системы электроснабжения завода «Гольяттинский Трансформатор». Разработан проект по реконструкции внутреннего освещения и определены его технико-экономические показатели. Расчеты освещения выполнены в программе DiaLUX. Произведено сравнение характеристик КТП производства ООО «ЭнергоМонтаж» г. Белгород (внешний вид представлен на рисунке 3 и производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара». В результате выбраны 16 КТП производства ОАО Самарский завод «Электроцит» с силовыми трансформаторами типа ТСЗГЛ. На КТП выбрана микропроцессорная защита БМРЗ-0,4. В результате технико-экономического сравнения выбраны для установки на ГПП два трансформатора типа ТРДН - 25000/110/6/6. Произведен выбор аппаратов и токоведущих частей на напряжение 110 кВ и 6 кВ.

Список использованных источников

1. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
2. Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии / Под ред. Ю.В. Шарова. М.: Издательство МЭИ, 2008.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
4. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. / В.В. Вахнина – Тольятти: ТГУ, 2006.
5. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. / В.В. Вахнина, В.Л. Горячева, Ю.В. Степкина – Тольятти: ТГУ, 2004.
6. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
7. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М: Стандартинформ, 2014.
8. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
9. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

10. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
12. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
13. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358–90 от 1 августа 1993 г.
14. Правила устройств электроустановок. – СПб., Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2014.
15. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. / М.А. Шабад - 3-е изд., перераб. и доп. - М., Энергия, 2012.
16. Galli, S. For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid / S. Galli, A. Scaglione, Z. Wang. - Proceedings of the IEEE, p. 998 – 1027, Vol. 99, Issue 6, 2011.
17. Brahma, S.M. Fault location on a transmission line using synchronized Voltage measurements / S.M. Brahma, A.A. Girgis. - Power Delivery, IEEE Transactions on, p. 1619 – 1622, Vol. 19, Issue 4, 2004.
18. Brahma, S.M. Fault location scheme for a multi-terminal transmission line using synchronized Voltage measurements / S.M. Brahma. - Power Delivery, IEEE Transactions on, p. 1325 – 1331, Vol. 20, Issue 2, 2005.
19. Tsai, S. J. S. Frequency Sensitivity and Electromechanical Propagation Simulation Study in Large Power Systems / S. J. S. Tsai, L. Zhang. - Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on, p. 1819 – 1828, Vol. 54, Issue 8, 2007.
20. Majumder, R. A unified Smith predictor approach for power system damping control design using remote signals / R. Majumder, B. Chaudhuri, B.C. Pal. - Control Systems Technology, IEEE Transactions on, p. 1063 – 1068, Vol. 13, Issue 6, 2005.

Приложение А

Таблица А.1 – Определение расчетных электрических нагрузок цеха (форма Ф636-92)

Исходные данные					Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_{Э}$	Коэффициент расчетной нагрузки K_P	Расчетная мощность			Расчетный ток, А I_P	
по заданию технологов		по справочным данным			$K_H \cdot P_H$	$K_H P_H \operatorname{tg} \varphi$	$n \cdot P_H^2$			активная, кВт P_P	реактивная, квар Q_P	полная, кВА S_P		
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		коэффициент использования K_H				коэффициент реактивной мощности $\cos f / \operatorname{tg} f$						
		одно-го ЭП P_H	общая P_H											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Тиристорный корпус														
Станки			2800	0.16	0.5/1.73	448	775.04							
Вентиляция			130	0.65	0.8/0.75	84.5	63.4							
Нагреватели			500	0.75	0.7/1.02	375	382.5							
Сварка			70	0.3	0.6/1.39	21	29.20							
Освещение			150	0.9	0.95/0.32	135	43.2							
Итого по корпусу			3650	0.29	-/1.22	1063.5	1293.3	-	52	0.7	744.45	1293.3	1492	2156
Корпус вспомогательных цехов														
Станки			4000	0.16	0.5/1.73	640	1107.2							
Вентиляция			400	0.65	0.8/0.75	260	195							
Освещение			110	0.9	0.95/0.32	99	31.7							
Итого по корпусу			4510	0.22	-/1.34	999	1333.9	-	64	0.65	649.35	1333.9	1484	2144

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Трансформаторный корпус														
Сварка			4500	0.3	0.6/1.39	1350	1876.5							
Печи			300	0.75	0.7/1.02	210	214.2							
Краны (ПВ=25%)			450	0.05	0.5/1.73	22.5	39							
Станки			2500	0.16	0.5/1.73	400	692							
Вакуумный насос			1800	0.7	0.8/0.75	1260	945							
Вентиляция			3100	0.65	0.8/0.75	2015	1612							
Испытательная станция			700	0.14	0.5/1.73	98	169.54							
Сторонняя нагрузка			7450	0.3	0.5/1.73	2235	3866.5							
Освещение			1200	0.9	0.95/0.32	1080	345.6							
Итого по корпусу			22000	0.39	-/1.13	8670.5	9760.3	-	62	0.7	6069.4	9760.3	11494	16609
Цех изготовления изоляции														
Печи			800	0.75	0.7/1.02	600	612							
Кран (ПВ=25%)			40	0.05	0.5/1.73	2	3.46							
Вентиляция			120	0.65	0.8/0.75	78	58.5							
Приточная установка			80	0.65	0.8/0.75	52	39							
Спецоборудование			1400	0.2	0.6/1.33	280	372.4							
Освещение			60	0.9	0.95/0.32	54	17.28							
Итого по корпусу			2500	0.43	-/1.03	1066	1102.6	-	25	0.8	852.8	1102.6	1394	2014

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Энергоблок														
Компрессоры			1880	0.8	0.8/0.75	1504	1203.2							
Насосы			690	0.8	0.8/0.75	552	414							
Компрессоры (кислородная станция)			960	0.8	0.8/0.75	768	576							
Насосы (маслохозяйство)			44	0.8	0.8/0.75	35.2	26.4							
Пресс			30	0.17	0.65/1.17	5.1	5.97							
Станки			50	0.14	0.5/1.73	7	12.11							
Освещение			60	0.9	0.95/0.32	54	17.28							
Итого по корпусу			3714	0.79	-/0.77	2925.3	2255		23	0.9	2632.8	2255	3466	5009
Сторонняя нагрузка			5000	0.86	-/1.73	4300	7439		20	0.92	3956	7439	8425	12176
Итого по предприятию			41374	0.46	-/1.15	19024	21891	-	236	0.75	14268	21891	26130	37761