

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«БРАТСКИЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНЫЙ КОЛЛЕДЖ»
(ФГБПОУ «БЦБК»)

Специальность

13.02.11 «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования» (по отраслям)

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ
ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА**
По разделу “Электроснабжение отрасли”

Электроснабжение объектов промышленных предприятий

Разработала И.С. Гареева, преподаватель кафедры энергетических и строительных дисциплин

Данное пособие содержит методические указания с примерами по курсовому и дипломному проектированию

В данном учебном пособии излагаются основные требования к оформлению проектов, рассматривается методика расчёта электроснабжения силовых нагрузок потребителей предприятий с примерами решения.

Перечень рассмотренных тем ориентирован на подготовку студентов и выпускников колледжа для работы в системе электроснабжения промышленных предприятий.

Рассмотрено на заседании кафедры энергетических и строительных дисциплин

« _____ » _____ 20__ г.

(Подпись зав. кафедрой)

Одобрено и утверждено редакционным советом

(Подпись председателя РС)

« _____ » _____ 20__ г.

№ _____

Содержание

Общие вопросы проектирования.....	4
1 Структура курсового проекта (работы) и требования к его структурным элементам.....	8
2 Расчет электрических нагрузок.....	10
2.1 Расчёт нагрузок методом коэффициента максимума.....	10
3 Расчет мощности компенсирующих устройств.....	18
3.1 Построение графиков электрических нагрузок.....	18
4 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	24
5 Охрана труда . Мероприятия по технике безопасности при монтаже и эксплуатации электрооборудования	33
Заключение	
Список использованных источников.....	34
Приложение А.....	35
Приложение В.....	37
Таблица В.1 Технические характеристики.....	37
Таблица В.2 Технические характеристики.....	38
Таблица В.3 Стоимость трансформаторов.....	39

Общие вопросы проектирования

Важнейшим этапом в развитии творческой деятельности будущих специалистов является курсовое проектирование. Опыт показывает, что именно в процессе проектирования студенты работают, наиболее увлеченно, используя свои знания и возможности. В ходе проектирования у них развиваются навыки самостоятельного решения конкретных конструкторских задач и практического применения теоретических знаний. При проектировании, студент учится, логически, последовательно, мотивированно и доказательно решать поставленные в задании на проект задачи, четко, ясно, в краткой и наглядной форме обосновывать в пояснительной записке все принимаемые решения, технически грамотно оформлять графический материал проекта.

При составлении данных методических указаний была поставлена задача обеспечить студента рекомендациями по методике расчетов и необходимыми основными справочными материалами при работе над курсовым проектом, дипломным проектом. Методические указания составлены для студентов среднего специального учебного заведения в соответствии с учебной программой и Федеральным Государственным образовательным стандартом по специальности – 13.02.11 «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования (по отраслям)» и может быть полезно студентам других электроэнергетических специальностей.

Здесь излагаются основные требования к оформлению проектов, рассматриваются вопросы расчета электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования напряжением выше и ниже 1000 В, приводится значительное количество практических примеров, даны ссылки на первоисточники или литературу, содержащую более полную информацию по данному вопросу. В этом пособии учтены требования ГОСТ, каталогов, ПТЭ, ПУЭ.

В основу учебно-методического пособия положены материалы современной научно-технической литературы, а также опыт преподавателей по организации и выполнению курсовых и дипломных проектов.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки, включающей не более 40-50 страниц текста и графического материала из 2-х листов чертежей, как правило, формата А1, а также из графиков и рисунков в записке, поясняющей содержание текста.

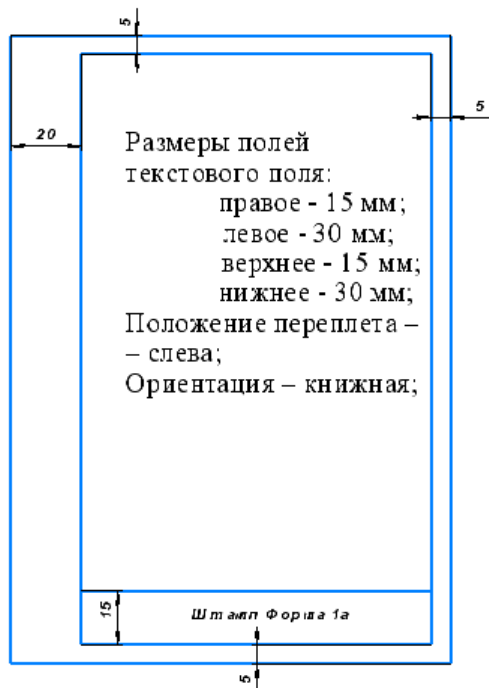


Рисунок 1 – Оформление листа расчётно-пояснительной записки: размеры полей рамки и текста

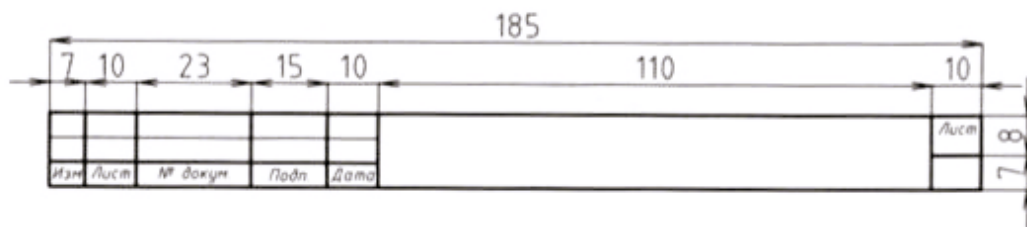


Рисунок 2 – Штамп форма 1а для основного листа расчётно-пояснительной записки

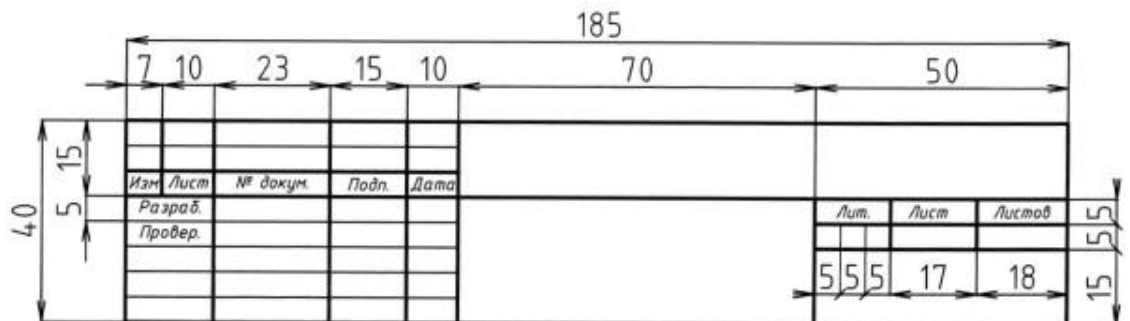


Рисунок 3 – Штамп для листа содержания расчётно-пояснительной записки

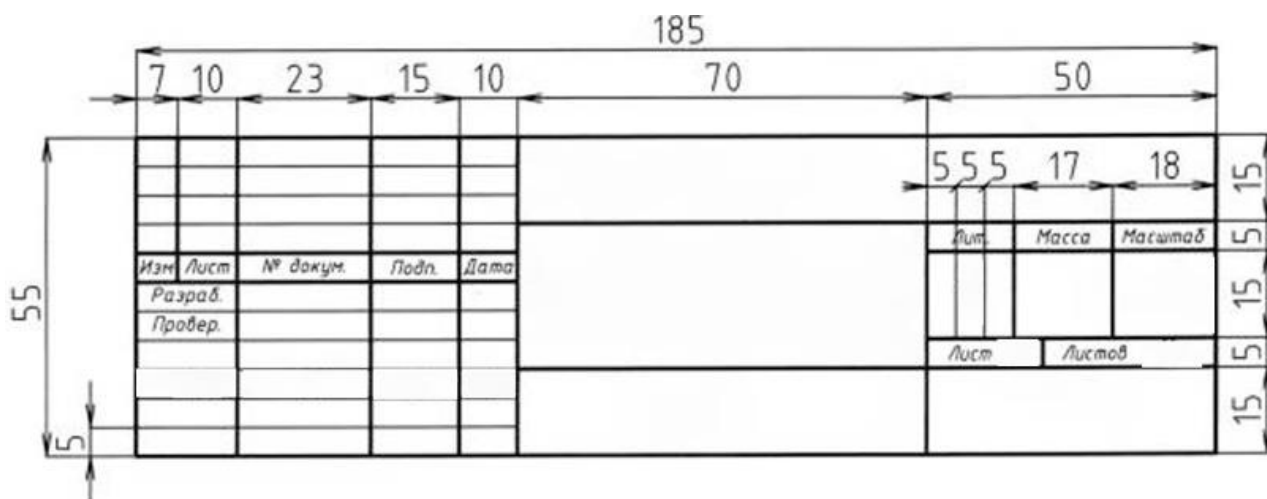


Рисунок 4 – Штамп для чертежей к курсовому проекту (работе), дипломному проекту

Таблица 1 – Межгосударственные стандарты, правила выполнения электрических схем.

ГОСТ № 2.710-81	Нормы и требования к буквам и цифрам в электросхемах
ГОСТ № 21.404-85	Правила обозначения на схемах ЛУ (автоматизированные устройства)
ГОСТ № 2.756-87	Стандарты отображения на электросхемах соединений и оборудования для коммуникации (разнородных коммутаторов)
ГОСТ № 2.709-89	Нормы по обозначению проводов и контактов на электросхемах разного типа
ГОСТ № 2.747-68	Размерные параметры условных графических обозначений
ГОСТ № 2.756-76	Требования к воспринимающим частям электрооборудования
ГОСТ № 21.614-88	Требования к составлению план-схем проводки помещений и электроприборов

Содержание чертежей должно соответствовать заданию, а их оформление выполняется в соответствии с правилами единой системы конструкторской документации (ЕСКД). Чертежи должны иметь угловой штамп (рис 4) с предпочтительным размещением его параллельно большей стороне листа. Масштаб и степень детализации должны выбираться по условиям целесообразности. Чертежи должны быть наглядными и занимать весь лист. Заполнение чертежа не менее 95%. Не допускается выполнение чертежей в неестественно крупном масштабе.

Графические и буквенные обозначения наиболее употребительных элементов электрических схем и условные размеры некоторых графических обозначений в таблице приложения А этого пособия, либо в [1].

Инженерные расчеты по электроснабжению являются приближенными, точность которых определяется, в первую очередь, точностью исходных данных. Точность номинальных данных электрооборудования (электрических машин, трансформаторов, электрических аппаратов и т. п.), а также проводников находится в пределах от ± 2 до $\pm 5\%$. Относительно большие погрешности могут вноситься в расчет, когда в качестве расчетных используются некоторые усредненные данные; так например, индуктивное сопротивление кабелей всех сечений напряжением от 3 до 10 кВ часто принимают равным 0,08 Ом/км, хотя фактически эта величина находится в пределах от 0,07 до 0,09 Ом/км (погрешность, таким образом, составляет более $\pm 12\%$).

Нормативные, опытные и другие расчетные коэффициенты задают обычно одной или двумя значащими цифрами, а это уже вызывает погрешность в пределах от 2 до 10%.

На основании приведенных примеров можно заключить, что расчеты в электроснабжении достаточно проводить с точностью $\pm 5\%$, и в соответствии с этим следует записывать результаты расчетов не более чем с тремя значащими цифрами.

1 Структура курсового проекта (работы) и требования к его структурным элементам

Курсовой проект должен включать:

- титульный лист;
- содержание;
- исходные данные для расчёта (выдаётся преподавателем);
- введение (2-3 страницы);
- основную часть (не менее 40 страниц);
- заключение (2-3 страницы);
- список использованных источников;
- приложения;
- рецензия.

Титульный лист

Титульный лист является первой страницей курсового проекта, дипломной работы. Его включают в общую нумерацию страниц отчета. Номер страницы на титульном листе не проставляют.

Содержание

В содержании последовательно перечисляются заголовки дипломной работы: введение, номера и заголовки разделов, подразделов, заключение, список использованных источников и приложения с указанием номера страницы, на которой помещен каждый заголовок.

Все заголовки в содержании записывают строчными буквами (первая — прописная). Слово "содержание" записывают в виде заголовка (симметрично тексту) прописными буквами.

Номер страницы проставляют справа арабской цифрой без буквы "с" и знаков препинания.

Введение

Прежде всего, здесь раскрывается значение избранной темы и проблем, рассматриваемых в работе, обосновывается актуальность и важность темы.

Актуальность исследования определяется несколькими факторами:

- необходимостью исследования данной темы;
- потребностью в новых данных;
- потребностью в новых методах;
- потребностью практики.

Обосновать актуальность - проанализировать, объяснить, почему данную проблему нужно в настоящее время изучать.

Далее производится критический обзор современного состояния и освещение исследуемой темы в литературных источниках, обобщаются и оцениваются точки зрения различных авторов по теме исследования. Приводятся используемые в работе методы решения выдвинутых проблем.

По сравнению с аналогичным пунктом введения к курсовой работе это звено введения должно быть гораздо богаче.

На основе вышеизложенного даётся краткая характеристика актуальной проблемной ситуации, вычленяется основная задача, объект и предмет исследования, формулируются цель и задачи расчетов, выдвигаются гипотезы. Все формулировки должны быть краткими, четкими, логически последовательными, с безукоризненным соблюдением принципа логического следования от цели к задачам и гипотезам.

Необходимо, чтобы изложение и расчёты в каждом разделе курсового проекта соответствовало поставленной во введении цели и полностью реализовывало ее. Если выясняется, что готовый текст несколько отклоняется от цели, лучше подкорректировать ее формулировку.

Расчётно-конструкторский раздел

Основная часть курсового проекта может содержать несколько глав, каждая из которых может состоять из разделов. Последние, в свою очередь, могут быть разбиты на пункты, в которых раскрывается практическая или «экспериментальная» часть исследования. В ней описываются условия и ход расчетов, его стадии и этапы, подводятся общие итоги. Анализируются результаты, делаются практические выводы и рекомендации.

Каждая глава завершается выводами, которые носят обобщающий характер по конкретным вопросам, рассмотренным в соответствующей части работы.

Заключение

В заключении формулируются общие выводы, отражающие наиболее значимые результаты проведенной работы, и предлагаются конкретные рекомендации по ее практическому использованию. В заключении отражаются ответы на вопросы, поставленные во Введении (цель и задачи исследования). Текст заключения не должен дублировать содержание выводов предшествующих глав и параграфов.

Рекомендуемый объем - не более 2-3 страницы.

Список использованных источников

Библиографическое описание использованных источников следует выполнять в соответствии с ГОСТ 7.1-2003, с указанием только обязательных элементов.

Сведения об источниках в списке следует располагать в порядке появления ссылок на источник в тексте, нумеровать арабскими цифрами без точки и печатать с абзацного отступа.

В список следует включать и электронные ресурсы.

2 Расчет электрических нагрузок

Правильное определение электрических нагрузок и обеспечение необходимой степени бесперебойности их питания имеет большое технико-экономическое значение. От этого расчета зависят исходные данные для выбора всех элементов системы электроснабжения промышленного предприятия и денежные затраты при установке, монтаже и эксплуатации выбранного электрооборудования.

Существующие методы определения расчетных (максимальных) нагрузок проектируемых предприятий основаны на обработке экспериментальных и практических данных об электрических нагрузках действующих промышленных предприятий различных отраслей промышленности.

Расчетные электрические нагрузки определяют следующими методами: метод коэффициента максимума; удельного потребления электроэнергии на единицу продукции; коэффициента спроса; удельной плотности электрической нагрузки на 1 м^2 производственной площади.

В настоящее время пользуются в основном двумя методами расчёта максимальных электрических нагрузок: при достаточных для расчёта данных по электрооборудованию и наличии на питающем пункте электрооборудования с разным режимом работы наиболее точные данные расчёта даёт *метод коэффициента максимума*; при отсутствии этих *условий рассчитывают методом коэффициента спроса*.

2.1 Расчёт нагрузок методом коэффициента максимума

Расчет нагрузок по этому методу удобно вести, заполняя таблицу 2 в следующей последовательности, таблица заполнена для примера 1.

В графе 1 указываются наименования распределительных пунктов или участков и подключенного к ним электрооборудования, разбитого на группы с одинаковым режимом работы (одинаковые $K_{и}$ и $\cos \varphi$).

В графе 2 указывается общее количество электроприемников (ЭПР).

В графе 3 указываются номинальные активные мощности ЭПР *в группе*.

В графе 4 указываются номинальные реактивные мощности ЭПР *в группе*.

В графе 5 и 6 для каждой группы проставляют значения коэффициентов $K_{и}$, $\cos \varphi$ и $\text{tg } \varphi$. Если эти значения неизвестны, то их можно взять из таблицы [7, с. 82] для характерных групп ЭПР.

Графы 7. *Под приведенным (эффективным) числом приемников группы* различных номинальной мощности и режиму работы понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчетную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы приемников.

Если все приемники группы имеют одинаковую номинальную мощность то

$$n_{\text{Э}} = n_{\text{Ф}} \quad (1)$$

Если приемники имеют различные номинальные мощности $P_{\text{НОМ}}$, то $n_{\text{Э}} < n_{\text{Ф}}$. Определение $n_{\text{Э}}$ по формуле рекомендуется производить при числе ЭПР в группе до пяти. В условиях массовых расчетов и при большом числе приемников рекомендуется пользоваться упрощенными методами, допустимая погрешность которых лежит в пределах $\pm 10\%$.

Способы упрощенного вычисления $n_{\text{Э}}$.

1. При числе фактических приёмников в группе ≥ 4 допускается приведенное число $n_{\text{Э}}$ считать равным фактическому n при отношении

$$m = \frac{P_{\text{НОМ}_{\text{max}}}}{P_{\text{НОМ}_{\text{min}}}} \leq 3, \quad (2)$$

где m - кратность мощностей для каждого участка;

$P_{\text{НОМ}_{\text{MAX}}}$ и $P_{\text{НОМ}_{\text{МИН}}}$ - номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего ЭПР из номинальных мощностей ЭПР присоединенных к данному участку.

При этом те наименьшие ЭПР группы, суммарная мощность которых не превышает 5% номинальной мощности всей группы, в расчет при определении m не принимаются.

2. При $m > 3$ и $K_{\text{и}} > 0,2$ приведенное число приемников может быть определено по формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \cdot (\sum P_{\text{НОМ}} \cdot n)}{P_{\text{НОМ}_{\text{max}}}} \quad (3)$$

Если найденное по этой формуле $n_{\text{Э}}$ оказывается большим, чем фактическое, следует принимать $n_{\text{Э}} = n$.

3. При $m > 3$ и $K_{\text{и}} < 0,2$ определение производится по относительным значениям [7, табл.2.2].

В графе 8 для каждой группы ЭПР подсчитывают среднюю активную мощности за наиболее загруженную смену

$$P_{\text{СМ}} = \sum (P_{\text{НОМ}} \cdot n \cdot k_{\text{и}}), \text{ кВт} \quad (4)$$

В графе 9 для каждой группы ЭПР подсчитывают среднюю реактивную мощности за наиболее загруженную смену. Если $n_{\text{Э}} \leq 10$, то

$$Q_{\text{СМ}} = \sum (P_{\text{СМ}} \cdot tg\varphi), \text{ квар} \quad (5)$$

где $P_{\text{СМ}}$ – активная мощность смены, кВт;

$tg\varphi$ – тангенс угла сдвига фаз между током и напряжением в электроприёмниках, определяется по формуле:

$$tg\varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1} \quad (6)$$

Если $n_3 > 10$, то

$$Q_{см} = 1,1 \cdot \sum(Q_{ном} \cdot n \cdot K_{и}), \text{ квар} \quad (7)$$

где n – число электроприёмников в цехе.

В графе 10 записывается средний коэффициент использования в целом по участку или цеху

$$K_{и\text{ ср.}} = \frac{P_{см}}{P_{ном.цеха}}, \quad (8)$$

В графе 11 в зависимости от значения $K_{и\text{ ср.}}$ и n_3 , по таблице [7, с. 90] находят коэффициент максимума K_m

В графу 12 заносят активную мощность освещения.

При отсутствии этих данных можно принять (в учебном проекте) $P_{ном\text{ осв}}$ равной 3 ... 7 % от суммарной номинальной мощности $\sum(P_{ном} \cdot n)$ силовых ЭП.

Максимальная расчетная мощность на освещение

$$P_{осв} = P_{ном\text{ осв}} \cdot k_c, \text{ кВт} \quad (9)$$

где k_c – коэффициент спроса на освещение равный 0,8 ... 0,95. [7, стр.100]

В графу 13 заносят реактивную мощность освещения. Если освещение в цехах выполнено лампами ДРЛ, то $\cos\varphi_{осв} = 0,7$. Если светодиодными или люминесцентными – $\cos\varphi_{осв} = 0,95-0,9$.

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot tg\varphi_{осв}, \text{ квар} \quad (10)$$

В графу 14 заносят максимальную активную мощность:

$$P_m = P_{см} \cdot K_m + P_{осв}, \text{ кВт} \quad (11)$$

В графу 15 вносят максимальную реактивную мощность

$$Q_m = Q_{см} \cdot K_m + Q_{осв}, \text{ квар} \quad (12)$$

Максимальные активные и реактивные мощности группы, имеющей три ЭПР и менее, определяются как сумма их номинальных мощностей.

В графу 16 заносят полную расчетную максимальную мощность

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}, \text{ кВА} \quad (13)$$

где S_m – полная мощность цеха (участка цеха), кВА.

Итоговым параметром для дальнейших расчётов и анализа работы цеховых электроприёмников является коэффициент мощности цеха $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \frac{P_m}{S_m} \quad (14)$$

Пример 1.

Задано: Группы, одинаковых по параметрам электроприёмников цехов №1,2,3 (А, Б, В и Г) и количество ЭПР n , номинальные мощности, коэффициенты K_n и $\cos \varphi$ по цехам. Данные величины указаны в соответствующих колонках таблицы 1,2,3,5,6. Определить электрические нагрузки предприятия, мощности электроприёмников указаны в табл.2.

Расчёт нагрузок производим по методу коэффициента максимума на примере цеха № 1.

Определяем суммарную номинальную мощность цеха:

$$P_{\text{ном.цеха}} = \sum(P_n \cdot n), \text{ кВт} \quad (15)$$

$$P_{\text{ном.цеха}} = 160 \cdot 12 + 120 \cdot 28 + 60 \cdot 95 + 40 \cdot 96 = 14820 \text{ кВт}$$

Находим $\text{tg } \varphi$ угла сдвига фаз тока и напряжения в электроприёмниках цеха №1 по формуле (3):

$$\text{tg } \varphi = \sqrt{\frac{1}{0,65^2} - 1} = 1,17$$

$$\text{tg } \varphi = \sqrt{\frac{1}{0,75^2} - 1} = 0,89$$

$$\text{tg } \varphi = \sqrt{\frac{1}{0,58^2} - 1} = 1,4$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{\frac{1}{0,8^2} - 1} = 0,75$$

Определяем реактивную номинальную мощность каждого ЭПР в цехе №1 по формуле (5):

$$Q_{\text{НОМ А}} = 160 \cdot 1,17 = 187,2 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НОМ Б}} = 120 \cdot 0,89 = 106,8 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НОМ В}} = 60 \cdot 1,4 = 84 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НОМ Г}} = 40 \cdot 0,75 = 30 \text{ квар}$$

Определяем m - кратность мощностей цеха по формуле (2):

$$m_{\text{ц1}} = \frac{160}{40} = 4$$

Определяем активную мощность за наиболее загруженную смену цеха №1 по формуле (4):

$$P_{\text{см}} = 160 \cdot 12 \cdot 0,19 + 120 \cdot 28 \cdot 0,21 + 60 \cdot 95 \cdot 0,23 + 40 \cdot 96 \cdot 0,35 = 3725,4 \text{ кВт}$$

Определяем групповой коэффициент использования цеха № 1 по формуле (8):

$$K_{\text{и ср.}} = \frac{3725,4}{14820} = 0,25$$

Так как $m > 3$ и $K_{\text{и}} > 0,2$ определяем эффективное число электроприёмников по формуле (3):

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 14820}{160} = 185 \text{ шт}$$

Определяем реактивную мощность за наиболее загруженную смену цеха №1 по формуле (7), т.к. $n_{\text{э}} > 10$:

$$Q_{\text{смц1}} = 1,1 \cdot (187,2 \cdot 12 \cdot 0,19 + 106,8 \cdot 28 \cdot 0,21 + 84 \cdot 95 \cdot 0,23 + 30 \cdot 96 \cdot 0,35) = 4288,02 \text{ квар}$$

Определяем коэффициент максимума по таблице 2.3 [7]:

$$K_{m_{ц1}} = 1,08 ; K_{m_{ц2}} = 1,08 ; K_{m_{ц3}} = 1,07.$$

Осветительную нагрузку каждого цеха принимаем 5-7% от суммарной установленной мощности освещения цехов выполненное лампами ДРЛ. Если осветительная установка цеха выполнена светодиодными лампами принимаем 3%, k_c - коэффициент спроса на освещение равный 0,8 ... 0,95. [7, стр.100].

$P_{осв_{ц1}}$ рассчитываем по формуле (9), принимая коэффициент спроса освещения 0,9 для люминесцентных ламп:

$$P_{осв_{ц1}} = 0,07 \cdot 14820 \cdot 0,9 = 933,66 \text{ кВт}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{осв} = \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} = 0,48$$

Определяем расчётную реактивную мощность освещения цеха № 1 по формуле (10):

$$Q_{осв} = 933,66 \cdot 0,48 = 448,2 \text{ квар}$$

Определяем активную расчётную мощность цеха № 1 с учётом освещения по формуле (11):

$$P_{m_{ц1}} = 3725,4 \cdot 1,08 + 933,66 = 4957,09 \text{ кВт}$$

Определяем реактивную расчётную мощность цеха № 1 с учётом освещения по формуле (12):

$$Q_{m_{ц1}} = 4288 \cdot 1,08 + 448,2 = 5079,24 \text{ квар}$$

Определяем полную расчётную мощность цеха № 1 с учётом освещения по формуле (13):

$$S_m = \sqrt{4957,1^2 + 5079,2^2} = 7097,3 \text{ кВА}$$

Аналогичным образом рассчитываем мощности цеха № 2 и 3, результаты расчетов заносим в таблицу 2.

Определяем расчётную активную мощность предприятия как сумму активных мощностей цехов:

Определяем расчётную реактивную, активную мощности предприятия как сумму мощностей цехов.

Определяем полную расчётную мощность завода по формуле (13):

$$S_{\text{мпредп}} = \sqrt{13769^2 + 13808} = 19957 \text{ кВА}$$

Коэффициент мощности предприятия $\cos \varphi$:

$$\cos \varphi = \frac{13769}{19957} = 0,68$$

Результаты расчёта электрических нагрузок внесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок предприятия

Наименование групп электроприемников	Количество электроприемников, шт	Номинальная мощность одного приёмника		К и	cos φ / tg φ	n _э	Средняя мощность за наиболее загруженную смену		K _{и ср.}	K _{тп}	Мощность освещения		Максимальная расчетная мощность электроприемников		
		P _{ном} , кВт	Q _{ном} квар				P _{см} , кВт	Q _{см} квар			P _{осв} кВт	Q _{осв} квар	P _{тп} кВт	Q _{тп} квар	S _{тп} кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Цех № 1		14820				185	3725	4288	0,25	1,08	933,6	448,2	4957,1	5079,2	7097,3
ЭПР А	12	160	187,2	0,19	0,65/1,17										
ЭПР Б	28	120	106,8	0,21	0,75/0,89										
ЭПР В	95	60	84	0,23	0,58/1,4										
ЭПР Г	96	40	30	0,35	0,8/0,75										
Цех № 2		13980				256	3410,4	3425,3	0,24	1,08	880,7	422,7	4563,9	5351,7	7033,5
ЭПР А	86	80	81,6	0,18	0,7/1,02										
ЭПР Б	100	50	37,5	0,3	0,8/0,75										
ЭПР В	70	30	32,4	0,32	0,68/1,08										
Цех № 3		11940				268	3207,4	2767,4	0,26	1,09	752,2	361	4248,3	3377,5	5427
ЭПР А	50	60	52,8	0,21	0,75/0,88										
ЭПР Б	85	50	35	0,28	0,82/0,7										
ЭПР В	70	40	28	0,32	0,75/0,88										
ЭПР Г	63	30	30,6	0,26	0,7/1,02										
Итого по предприятию					0,68								13 769	13808	19957

3 Расчет мощности компенсирующих устройств

Повышение $\cos \varphi$ (коэффициента мощности) электрических установок является важной технико-экономической проблемой. Повышение $\cos \varphi$ означает значительную экономию электрической энергии, так как уменьшаются потери в генераторах, трансформаторах, в воздушных кабельных сетях. Одновременно разгрузка электроустановок от обмена реактивной энергией позволяет лучше использовать установленную мощность, т. е. увеличить активную мощность, развиваемую генераторами, и передачу энергии через трансформаторы и по линиям.

Одним из наиболее распространенных способов повышения коэффициента мощности на промышленных предприятиях является применение специальных компенсирующих устройств. К таким устройствам в большинстве случаев относятся статические конденсаторы. Конденсаторы, как правило, собираются в батареи и выпускаются заводами электротехнической промышленности в виде комплектных конденсаторных установок (ККУ), монтируемые в шкафах с аппаратурой защиты и управления, для установки в сетях 380 В и 6 -10 кВ.

Мощность компенсирующих устройств ориентировочно может быть определена из выражения:

$$Q_{\text{кв}} = P_m \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{пр}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}}) \cdot \alpha, \text{ квар} \quad (16)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пр}}$ – тангенс угла, соответствующий существующему среднему коэффициенту мощности предприятия (до компенсации);

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}}$ – оптимальный тангенс угла сдвига фаз потребителя в часы максимальной нагрузки (задается энергосистемой), т. е. тот, который требуется получить – соответствующий ему $\cos \varphi$ системы – 0,92.....0,95;

α – коэффициент, учитывающий несовпадение во времени максимумов реактивной нагрузки, принимается $\alpha = 0,9$.

3.1 Построение графиков электрических нагрузок

Изменение мощности во времени отображается в виде графика нагрузки. Различают графики активной и реактивной нагрузок индивидуальных электроприемников и групповые графики.

Групповые графики нагрузки строят путем суммирования ординат индивидуальных графиков; суммируя ординаты групповых графиков, получают график нагрузки цеха или предприятия. По длительности рассматриваемого периода различают суточные и годовые графики.

На суточном графике рисунок 5 откладывают изменение нагрузки по времени в течение суток или смены P_1 . Площадь, ограниченная графиком, соответствует суточному расходу электроэнергии.

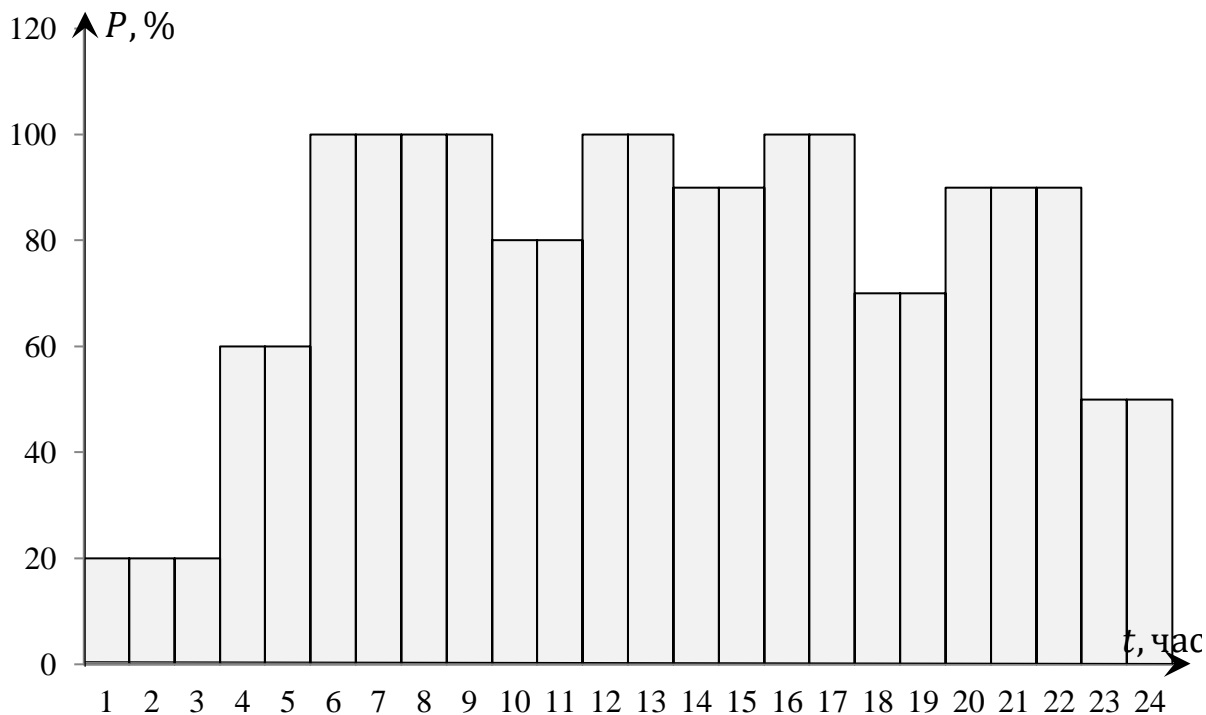


Рисунок 5 – Суточный график электрических нагрузок

Годовой график составляется на основе характерных суточных графиков за зимние и летние сутки. Изменение нагрузки на годовом графике обозначается в порядке убывания во времени, рисунок 6.

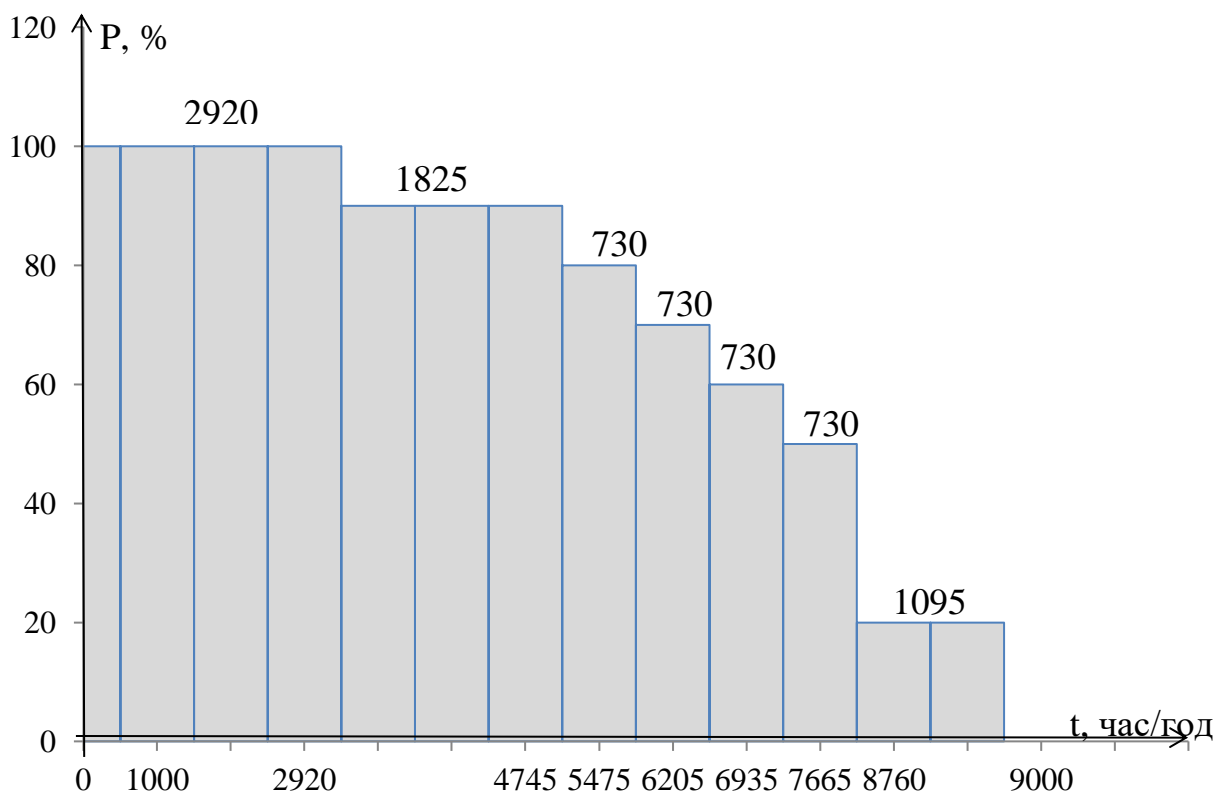


Рисунок 6 – Годовой график электрических нагрузок

Исходя из графиков нагрузки действующих предприятий для каждой отрасли промышленности разработаны типовые графики нагрузки, по которым можно определять значения коэффициентов и необходимых для расчетов при проектировании.

Каждая отрасль промышленности имеет свой характерный график нагрузки, определяемый технологическим процессом и сменностью работы предприятий.

Неравномерный график нагрузки присущ одно- и двухсменным предприятиям, а также отдельным энергоемким приемникам.

Неравномерность графика нагрузки ухудшает режим работы сетей и требует дополнительных капитальных затрат на сооружение новых сетей и агрегатов электростанций, обеспечивающих покрытие пиков нагрузки.

Выравнивание суточного графика, снижение пиков нагрузки осуществляются потребителями-регуляторами — энергоемкими автоматизированными электротехнологическими установками, которые могут работать в часы минимальных нагрузок в энергосистеме и отключаться в часы максимума. Потребителями-регуляторами могут быть: электротермическое оборудование, электропечи, холодильные установки, насосные станции, оснащенные заполняемыми емкостями, и др.

Стимулирующим фактором выравнивания графика нагрузки является оплата электроэнергии по двухставочному тарифу. Основная ставка, не зависящая от количества израсходованной электроэнергии, составляет плату за 1 кВт заявленной (договорной) максимальной мощности (нагрузки) в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы или за 1 кВА присоединенной трансформаторной мощности, дополнительная ставка — за каждый киловатт-час, учтенный счетчиком.

Определяем количество активной энергии, израсходованной предприятием в течение года, с учетом годового графика, рисунок 6.

$$W_{\text{год}} = \sum(P_i \cdot t_i), \text{ кВт/ч} \cdot \text{год} \quad (17)$$

где P_i — активная мощность потребителей для каждой ступени потребления по годовому графику нагрузок, кВт;

t_i — продолжительность работы нагрузок потребителей для каждой ступени потребления по годовому графику нагрузок, часов в год.

Пример 2

По результатам расчета электрических нагрузок предприятия из примера 1 определяем мощность и тип компенсирующих устройств, необходимых для компенсации реактивной мощности на шинах Распределительного пункта подстанции 35/10кВ.

Годовой график нагрузки строится на основании характерных суточных графиков нагрузки (зимних и летних), рисунок 5.

Таблица 3 – Продолжительность работы электрических нагрузок предприятия по суточному и годовому графикам

P_i , % от кВт	t_i , часов/сутки	t_i , часов/год
100%	8	2920
90%	5	1825
80%	2	730
70%	2	730
60%	2	730
50%	2	730
20%	3	1095
	24	8760

Исходя из данных годового графика нагрузок (рисунок 6, таблица 3) определяем количество активной энергии, израсходованной предприятием в течение года.

По формуле (17) определяется количество активной энергии, израсходованной предприятием в течение года:

$$W_{\text{год}} = 13769 \cdot (1 \cdot 2920 + 0,9 \cdot 1825 + 0,8 \cdot 730 + 0,7 \cdot 730 + 0,6 \cdot 730 + 0,5 \cdot 730 + 0,2 \cdot 1095) = 91\,970\,035,5 \text{ кВА}\cdot\text{ч.}$$

Определяем среднегодовую мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{год}}}, \text{ кВт} \quad (18)$$

где $T_{\text{год}}$ - количество часов в году, ч.

$$P_{\text{ср}} = \frac{91\,970\,035,5}{8760} = 10498 \text{ кВА}$$

В процентном соотношении от максимальной $P_{\text{м}}$ предприятия $P_{\text{ср}}$ составляет

$$P_{\text{м}} = \frac{10498}{13769} \cdot 100\% = 76\%$$

Для определения параметров компенсирующего устройства примем нормирующее значение $\cos\varphi_2 = 0,94$, которому соответствует $\text{tg}\varphi_2 = 0,36$; до компенсации $\cos\varphi_1 = 0,68$ (из таблицы 2) – соответствует $\text{tg}\varphi_1 = 1,078$.

Определяем расчётную мощность компенсирующих устройств по формуле (16):

$$Q_{\text{к}} = 10498 \cdot (1,078 - 0,36) \cdot 0,9 = 6783 \text{ квар}$$

Таблица 4 – Технические данные установок компенсирующих U 10кВ

Тип	Номин. напряжение, кВ	Номин. мощность, кВАр	Номин. ток, А	Количество конденсаторных ячеек
УКЛ56-6,3(10,5)-112,5УЗ	6,3 (10,5)	112,5	10,3 (6,2)×	1
УКЛ56-6,3(10,5)-150УЗ	6,3 (10,5)	150	13,7 (11,8)	1
УКЛ56-6,3(10,5)-225УЗ	6,3 (10,5)	225	20,6 (12,4)	1
УКЛ56-6,3(10,5)-300УЗ	6,3 (10,5)	300	27,4 (16,5)	1
УКЛ56-6,3(10,5)-450УЗ	6,3 (10,5)	450	41,3 (24,8)	1
УКЛ56-6,3(10,5)-900УЗ	6,3 (10,5)	900	82,6 (49,5)	2
УКЛ56-6,3(10,5)-1350УЗ	6,3 (10,5)	1350	123,8 (74,3)	3
УКЛ56-6,3(10,5)-1800УЗ	6,3 (10,5)	1800	165 (99)	3
УКЛ56-6,3(10,5)-2250УЗ	6,3 (10,5)	2250	206,4 (122,7)	4
УКЛ56-6,3(10,5)-2700УЗ	6,3 (10,5)	2700	247 (148,7)	5
УКЛ56-6,3(10,5)-3150УЗ	6,3 (10,5)	3150	289 (173,4)	6

Для предприятий рассматривают несколько схем подключения компенсирующих установок, для распределительных пунктов 10 кВ с двумя питающими трансформаторами и 2 секциями шин применяется централизованная посекционная компенсация реактивной мощности, представлена на рисунке 7.

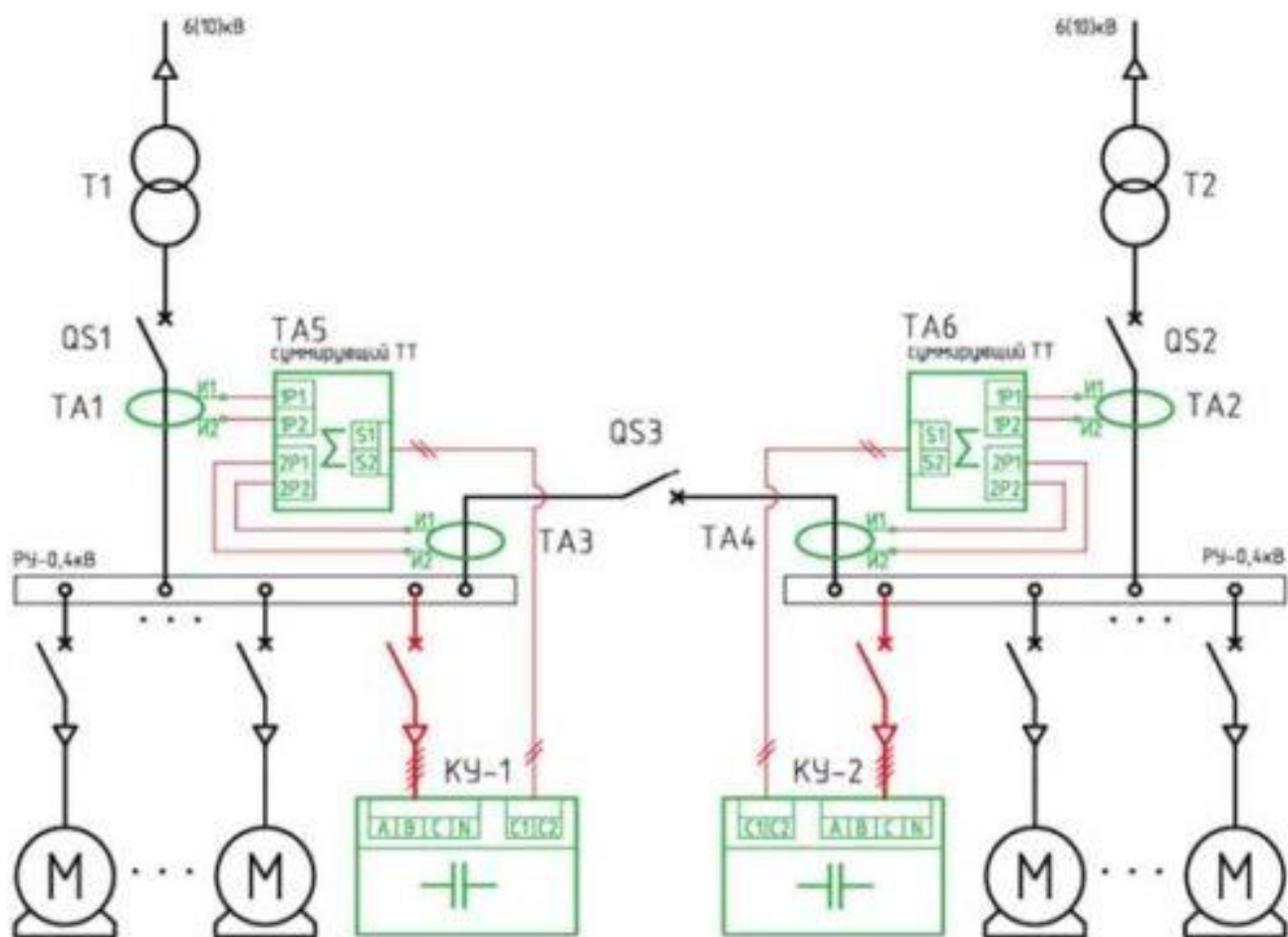


Рисунок 7 – Централизованная посекционная компенсация реактивной мощности с двумя питающими трансформаторами

В данной схеме на рисунке 7 реализовано две секции шин с двумя питающими трансформаторами (Т1, Т2) и активным секционным выключателем (QS3).

Выбираем конденсаторные установки (таблица 4):

УКЛ56-6,3(10,5)-3150УЗ – 2 установки;
УКЛ56-6,3(10,5)-450УЗ – 2 установки.

$$Q_{к.ном} = 2 \cdot 3150 + 2 \cdot 450 = 7200 \text{ квар}$$

Таблица 5 - Электрические нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

Потребители электрической энергии	P_M , кВт	Q_M , квар	S_M , кВА
Силовые электроприемники Предприятия(табл.2)	13769	13808	19957
Конденсаторные установки	-	-7200	-
Итого по подстанций	13769	6608	15272

Определяется полная расчётная мощность после компенсации по формуле (13):

$$S_M = \sqrt{13769^2 + 6608^2} = 15272 \text{ кВА}$$

$$\cos\varphi = \frac{13769}{15272} = 0,91$$

То есть при установке компенсирующих устройств на шины подстанции или РП коэффициент мощности предприятия $\cos\varphi$ возрастает с 0,68 до 0,91. Это в свою очередь уменьшает реактивный ток на шинах и в кабелях, снижаются потери напряжения, и т.д.

В результате проведённых расчётов принимаем к установке УКЛ56-6,3(10,5)-3150УЗ – 2 шт. и УКЛ56-6,3(10,5)-450УЗ – 2 шт.

4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Наибольшее применение по условиям бесперебойности питания находят двухтрансформаторные подстанции. Независимо от требуемой степени бесперебойности питания подстанции целесообразно применять:

- при неравномерном суточном или годовом графике нагрузки, в частности, при наличии сезонных нагрузок или при одно- и двухсменной работе со значительной разницей загрузки смен;
- когда мощность трансформаторов лимитируется условиями их транспорта, высотой помещения и другими соображениями, требующими уменьшения массы или габаритов установленных единиц;
- при расширении подстанции, если окажется нецелесообразной замена существующего трансформатора на более мощный.

Подстанции 35-110 кВ с числом трансформаторов более двух применяются в тех случаях, когда нельзя обеспечить надежное питание всех разнородных потребителей данного предприятия с учетом особенностей режима их работы.

Пример 3

В связи с тем, что на заводе имеются потребители 1 и 2 категории то необходимо установить 2 трансформатора на подстанции предприятия.

Определяем номинальную мощность одного трансформатора. Из суточного графика находим длительность максимальной нагрузки t_m и коэффициент заполнения графика $K_{з.г}$.

$$K_{з.г} = \frac{\sum(t_i P_i)}{n_t}, \quad (19)$$

где t_i – длительность каждой ступени мощности по суточному графику нагрузки, час;

P_i – мощность каждой ступени по суточному графику, выраженная в долях;

n_t – циклическая продолжительность суточного графика электрических нагрузок, как правило берётся 24 часа, либо за смену.

$$K_{з.г} = \frac{0,2 \cdot 3 + 0,5 \cdot 2 + 0,6 \cdot 2 + 0,7 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2 + 0,9 \cdot 5 + 1,0 \cdot 8}{24} = 0,76$$

По величине $K_{з.г}$ и t_m находим коэффициент кратности допустимой нагрузки (рисунок 8). t_m для $P_{100}=8$ часов. $K_H=1,09$.

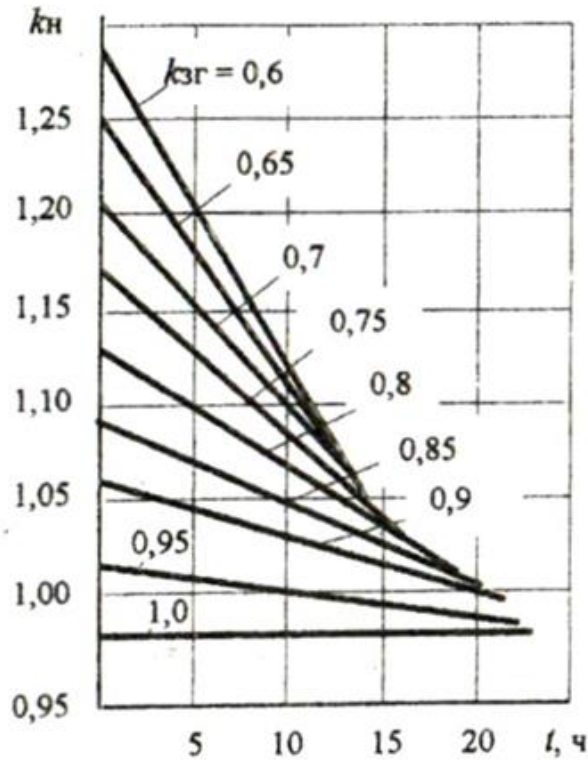


Рисунок 8 – Кривые кратности допустимых нагрузок трансформаторов

В летнее время максимум нагрузки меньше номинальной мощности трансформатора на какое то значение $P, \%$. Соответственно в зимнее время максимум нагрузки больше номинальной мощности трансформатора на это же значение $P, \%$. Допускается принимать перегрузку трансформатора не более 15%.

Примем недогрузку трансформатора K_H' в летнее время 8% (0,08).

Принимаем общую допустимую перегрузку трансформатора при максимальной перегрузке трансформаторов по формуле (20):

$$K_3 = K_H + K_H', \quad (20)$$

$$K_3 = 1,09 + 0,08 = 1,17$$

Мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_T = \frac{S_M}{n \cdot K_3}, \text{ кВА} \quad (21)$$

где S_M – полная максимальная электрическая мощность предприятия (таблица 4);

n – принимаемое количество устанавливаемых трансформаторов в зависимости от категории надёжности электроснабжения потребителей (ПУЭ).

$$S_T = \frac{15272}{2 \cdot 1,17} = 6526 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформаторы по каталогам приложения В (технические

характеристики – таблица В.1, В.2, стоимость–В.3).

Намечаем два варианта по 2 трансформатора 35 кВ, для выбора наиболее экономичного варианта.

Таблица 6– Технические данные трансформаторов

№	Вид трансформат	$S_{\text{ном тр}}$, кВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$P_{\text{хх}}$, кВт	$P_{\text{кз}}$, кВт	$U_{\text{к}}$, %	$i_{\text{хх}}$, %	$R_{\text{тр}}$, Ом	Цена, руб.
1	ТМН	10000	38,5	10,5	14,5	65	7,5	0,8	3,52	6500000
2	ТДНС	16000	38,5	10,5	21	90	8	0,6	2,64	6800000

Планируемые к установке трансформаторы необходимо проверить по условиям работы в нормальном и аварийном режимах.

1-ый вариант:

Трансформатор ТМН-10000/35 кВ проверяем с учетом перегрузки в нормальном режиме:

$$S_{\text{доп}} = K_3 \cdot n \cdot S_{\text{ном}}, \text{ кВА} \quad (22)$$

$$S_{\text{доп}} > S_m, \quad (23)$$

где K_3 – допустимая перегрузка трансформатора, формула (20);

n – количество устанавливаемых трансформаторов;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

S_m – максимальная мощность предприятия из табл.3.

$$S_{\text{доп1}} = 1,17 \cdot 2 \cdot 10000 = 23400 \text{ кВА}$$

$$23400 > 15272$$

Проверяем 2-ой вариант:

Трансформатор ТДНС–16000/35 кВ проверяем с учетом перегрузки в нормальном режиме

$$S_{\text{доп2}} = 1,17 \cdot 2 \cdot 16000 = 37440 \text{ Ква}$$

$$37440 > 15272$$

По условиям работы в нормальном режиме условия выполняются.

Также проверяем в нормальном режиме по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{S_m}{2 \cdot S_{\text{номт}}}, \quad (24)$$

где S_M - максимальная нагрузка трансформатора;

$S_{н.т}$ - номинальная нагрузка трансформатора

Для первого варианта:

$$K_3 = \frac{15272}{2 \cdot 10000} = 0,76$$

Таблица 7 – Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов

Коэффициент загрузки трансформатора	Вид ТП и характер нагрузки
0,65...0,7	Двухтрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой I категории
0,7 . 0,8	Однотрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой II категории при наличии взаимного резервирования по переключкам с другими подстанциями на вторичном напряжении
0,9 ..0,95	ТП с нагрузкой III категории или с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования складского резерва трансформаторов

Для второго варианта:

$$K_3 = \frac{15272}{2 \cdot 20000} = 0,38$$

Проверка по коэффициенту загрузки показала, что трансформаторы ТМН–10000 в нормальном режиме будут работать с $K_3 = 0,76$, ТДНС-16000 будут работать с $K_3 = 0,38$, что меньше нормативного. Но это допустимо.

Проверяем возможность работы в аварийном режиме.

1-ый вариант: при отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор сможет пропустить:

$$1,4 \cdot S_{н.т} = 1,4 \cdot 10000 = 14000 \text{ кВА}$$

$$\frac{14000}{15272} \cdot 100\% = 91,6\%$$

Таким образом 91,6% всей потребляемой предприятием мощности способен обеспечить оставшийся в работе, при перегрузке одного трансформатора.

Так же просчитывается второй трансформатор ТДНС-16000.

Определяем потери мощности и энергии в трансформаторах за год при работе их в экономически целесообразном режиме.

Проверяем 1 вариант с трансформаторами ТМН–10000 кВА.

Реактивная мощность холостого хода трансформатора определяется по формуле:

$$Q_x = S_{н.т} \cdot \frac{I_k\%}{100}, \text{ квар} \quad (25)$$

где $I_k\%$ - ток холостого хода по табл.6.

$$Q_x = 10000 \cdot \frac{0,8}{100} = 80 \text{ квар}$$

Реактивная мощность короткого замыкания определяется по формуле:

$$Q_k = S_{н.т} \cdot \frac{U_k\%}{100}, \text{ квар} \quad (26)$$

где $U_k\%$ -напряжение короткого замыкания трансформатора по табл.6.

$$Q_k = 10000 \cdot \frac{7,5}{100} = 750 \text{ квар}$$

Приведенные потери холостого хода трансформатора определяется по формуле:

$$P'_x = P_{xx} + K_{и.п} \cdot Q_x, \text{ кВА} \quad (27)$$

где $K_{и.п}$ - коэффициент приведенных потерь принимаем равным 0,05 кВт/квар;

$P_{xx}, P_{кз}$ – потери на холостой ход и короткое замыкание, взятые из технических данных трансформаторов табл. 6.

$$P'_x = 14,5 + 0,05 \cdot 80 = 18,5 \text{ кВА}$$

Приведенные потери короткого замыкания:

$$P'_k = P_{кз} + K_{и.п} \cdot Q_k, \text{ кВА} \quad (28)$$

$$P'_k = 65 + 0,05 \cdot 750 = 102,5 \text{ кВА}$$

Расчеты годовых потерь мощности и электроэнергии выполняются для каждой ступени графика нагрузки и сводятся в таблицу 8.

Определяем мощность нагрузки на каждой ступени годового графика и вносим в таблицу 7:

$$S_{90\%} = S_m \cdot 0,9 \quad (29)$$

где S_m – максимальная полная мощность предприятия после компенсации, табл.5.

$$S_{90\%} = 15272 \cdot 0,9 = 13744,8 \text{ кВА}$$

Таблица 8 - Годовые потери трансформатора ТМН–10000 кВА

№ ступени	Нагрузка по ступеням кВА	K_3	$K_{3П}$	Продолжительность ступени	Потери мощность и кВт	Потери эл. энергии кВт·ч
100%	15272	–	0,76	2920	155,4	453 768
90%	13744,8	–	0,69	1825	134,6	245 645
80%	12217,6	–	0,61	730	113,3	82709
70%	10 690,4	–	0,53	730	94,6	69058
60%	9 163,2	–	0,46	730	80,4	58692
50%	7 636	–	0,39	730	68,2	49786
20%	3054,4	0,31	–	1095	28,3	30988

Общие приведенные потери мощности в одном трансформаторе:

$$P' = P'_x + K_3^2 \cdot P'_k = 18,5 + K_3^2 \cdot 102,5 \text{ кВА} \quad (29)$$

Общие приведенные потери мощности в двух трансформаторах:

$$P' = 2 \cdot P'_x + K_{3П}^2 \cdot P'_k = 2 \cdot 18,5 + K_{3П}^2 \cdot 2 \cdot 102,5 \text{ кВА} \quad (30)$$

где K_3 и $K_{3П}$ - коэффициенты загрузки трансформаторов по ступеням годового графика нагрузок, для одного и для двух параллельно работающих трансформаторов.

$$K_3 = \frac{S_i}{S_{HT}}, \quad (31)$$

$$K_{3П} = \frac{S_i}{2 \cdot S_{HT}}, \quad (32)$$

где S_i – нагрузка ступени по годовому графику, кВА.

Находим нагрузку, ниже которой необходимо переходить на работу с одним трансформатором в целях снижения потерь электрической энергии.

$$S_a = S_{HT} \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \text{ кВА} \quad (33)$$

где S_a – аварийная нагрузка по годовому графику при которой происходит отключение одного из трансформаторов, кВА;

n – количество трансформаторов одинаковой мощности.

$$S_a = 10000 \sqrt{2(2 - 1) \frac{18,5}{102,5}} = 6008 \text{ кВА.}$$

$$K_{зп1} = \frac{15272}{2 \cdot 10000} = 0,76$$

$$K_{зп2} = \frac{13744,8}{2 \cdot 10000} = 0,69$$

$$K_{зп3} = \frac{12217,6}{2 \cdot 10000} = 0,61$$

$$K_{зп4} = \frac{10690,4}{2 \cdot 10000} = 0,53$$

$$K_{зп5} = \frac{9163,2}{2 \cdot 10000} = 0,46$$

$$K_{зп6} = \frac{7636}{2 \cdot 10000} = 0,39$$

$$K_{з7} = \frac{3054}{10000} = 0,31$$

В двух параллельно работающих трансформаторах:

$$P'_{Кзп1} = 2 \cdot 18,5 + 0,76^2 \cdot 2 \cdot 102,5 = 155,4 \text{ кВт}$$

$$P'_{Кзп2} = 2 \cdot 18,5 + 0,69^2 \cdot 2 \cdot 102,5 = 134,6 \text{ кВт}$$

$$P'_{Кзп3} = 2 \cdot 18,5 + 0,61^2 \cdot 2 \cdot 102,5 = 113,3 \text{ кВт}$$

$$P'_{Кзп4} = 2 \cdot 18,5 + 0,53^2 \cdot 2 \cdot 102,5 = 94,6 \text{ кВт}$$

$$P'_{Кзп5} = 2 \cdot 18,5 + 0,46^2 \cdot 2 \cdot 102,5 = 80,4 \text{ кВт}$$

$$P'_{Кзп6} = 2 \cdot 18,5 + 0,39^2 \cdot 2 \cdot 102,5 = 68,2 \text{ кВт}$$

$$P'_{Кз7} = 18,5 + 0,31^2 \cdot 102,5 = 28,3 \text{ кВт}$$

Расчеты годовых потерь мощности и электроэнергии выполняются для каждой ступени графика нагрузки и сводятся в таблицу 7.

$$\text{Всего за год } W_{\text{год}} = \sum W_i = 291233 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

Аналогичным образом проверяем 2 вариант с трансформаторами ТДНС-16000 кВА.

Таблица 9 - Годовые потери трансформатора ТМН–10000 кВА

№ ступени	Нагрузка по ступеням кВА	K_3	$K_{3п}$	Продолжительность ступени	Потери мощность и кВт	Потери эл. энергии кВт·ч
100%	15272			2920		
90%	13744,8			1825		
80%	12217,6			730		
70%	10 690,4			730		
60%	9 163,2			730		
50%	7 636			730		
20%	3054,4			1095		

Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов производится для определения наиболее дешевого и экономичного варианта с трансформатором.

Расчет капитальных затрат на установку трансформатора ТДН 16000

$$K = K_{тр} * n_{тр}, \quad (2.14)$$

где: K – капитальные затраты на установку трансформатора

$n_{тр}$ – количество трансформаторов

$$K = 35500 * 2 = 71000 \text{ руб.}$$

Расчет издержек на эксплуатацию, амортизацию и ремонт оборудования

$$И = ((a_{атр} + a_{артр} + a_{орт}) / 100) * K, \quad (2.15)$$

где: $И$ – издержки на эксплуатацию

$a_{атр}, a_{артр}, a_{орт}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, табл. [2], $a_{атр} + a_{артр} + a_{орт} = 9,4$

$$И = (9,4 / 100) * 71000 = 6674 \text{ руб.}$$

Расчет стоимости электрической энергии в трансформаторе

$$C = \beta * \Delta W, \quad (2.16)$$

где: C – стоимость электроэнергии

β - стоимость потерь 1 кВт·ч, принимаем $\beta = 0,02$ коп/кВт

$$C = 0,02 * 500548,59 = 10010,97 \text{ коп} = 100,11 \text{ руб.}$$

Выбираем срок окупаемости строительства – 8 лет, и рассчитываем годовые приведенные потери

$$Z = K / \text{Ток} + И + C, \quad (2.17)$$

$$Z = 71000 / 8 + 6674 + 100,11 = 15649,11 \text{ руб.}$$

Расчет капитальных затрат на установку трансформатора ТДН 25000

$$K = K_{\text{тр}} * n_{\text{тр}}, = 42600 * 2 = 85200 \text{руб.}$$

Расчет издержек на эксплуатацию, амортизацию и ремонт оборудования

$$И = ((a_{\text{атр}} + a_{\text{ртр}} + a_{\text{орт}}) / 100) * K = (9,4 / 100) * 85200 = 8008,8 \text{руб.}$$

Расчет стоимости электрической энергии в трансформаторе

$$С = \beta * \Delta W = 0,02 * 389801,626 = 7796,03 \text{ коп} = 77,96 \text{руб.}$$

Выбираем срок окупаемости строительства – 8 лет, и рассчитываем годовые приведенные потери

$$З = K / \text{Ток} + И + С = 85200 / 8 + 8008,8 + 77,96 = 18736,76 \text{руб.}$$

Сравнивая приведенные годовые затраты, вариант с трансформатором ТДН-16000 – 110 дешевле, и поэтому выбираем вариант № 1.

5 Охрана труда. Мероприятия по технике безопасности при монтаже и эксплуатации электрооборудования

Данный раздел должен содержать сведения о технике безопасности в различных элементах системы электроснабжения и предназначен для повышения знаний студентов для обеспечения безопасности работ. Тема предлагается студенту преподавателем.

Примерные темы:

Охрана труда на предприятии

ТБ при эксплуатации кабельных линий

ТБ при ремонте кабельных линий

ТБ при эксплуатации распределительных устройств

ТБ при ремонте, монтаже трансформаторной подстанции

ТБ при эксплуатации ОРУ

и т.д

Объем раздела 3 – 5 листов.

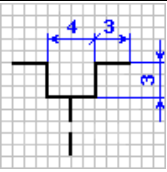
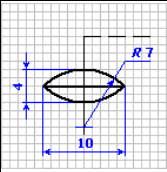
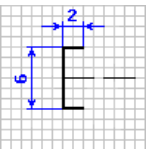
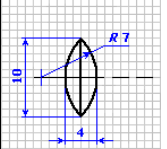
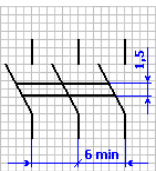
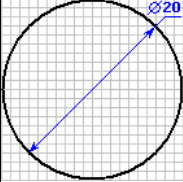
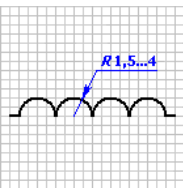
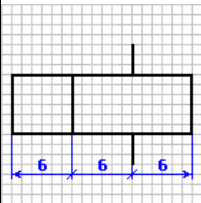
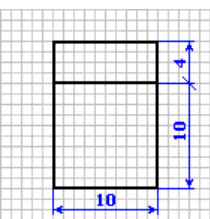
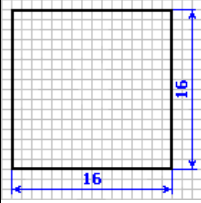
Список использованных источников

1. Жерешенков А.Ю. Оформление электрических схем: учебно-методическое пособие / М.И. Филимонов, Е.В. Письменский. – Волгоград; ГБПОУ “ВЭК”, 2017 – Режим доступа: локальная сеть ГБПОУ “ВЭК”.
2. Соколова Е. М. Электрическое и электромеханическое оборудование. – М.: Академия, 2011с.
3. Барабин Ю. Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. – М.: Энергоиздат, 1991с.
4. Нужин В. П. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила Техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоиздат, 1999 с.
5. Чекалин Н.А. Охрана труда в электрической промышленности. – М.: Энергоиздат, 1986 с.
6. Девесилов В.А. Охрана труда. – М.: ФОРУМ, 2010 с.
7. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебное пособие для техникумов. –М.: Энергоатомиздат, 1989.– 528 с.: ил.
8. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования, М.: Энергоатомиздат, 1991 г
9. Справочная книга, под редакцией Н.И. Чистякова, М., 1990 г.

Приложение А

Таблица А – Размеры условных графических обозначений в электрических схемах

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Контакт коммутационного устройства. Общее обозначение:		Контакт коммутационного устройства. Общее обозначение: переключающий	
Элемент нагревательный		Контакт без самовозврата: замыкающий	
Выключатель кнопочный		Контакт замыкающий с замедлителем, действующим при срабатывании	
Контакт разъёмного соединения: штырь		Контакт разъёмного соединения: гнездо	
Контакт разборного соединения		Ротор электрической машины	
Воспринимающая часть электротеплового реле		Катушка электро-механического устройства	
Лампа накаливания (осветительная и сигнальная)		Звонок электрический	
Предохранитель плавкий. Общее обозначение		Резистор постоянный	
Элемент гальванический или аккумуляторный		Заземление	
Конденсатор постоянной емкости		Конденсатор электролитический	

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Привод с помощью биметалла		Привод поплавковый	
Привод приводимый в движение нажатием кнопки		Привод мембранный	
Выключатель трехполюсный		Статор электрической машины	
Катушка индуктивности, обмотка		Катушка электро-механического устройства: с одним дополнительным графическим полем	
Прибор электро-измерительный: интегрирующий (например счетчик электрической энергии)		Устройство электротермическое без камеры нагрева; электронагреватель	

Приложение В

Таблица В.1 – Технические характеристики трёхфазных 2х-обмоточных трансформаторов 35кВ

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМ-560/35	560	35	10,5	3,35	9,4	6,5	6,5
ТМ-630/35	630	35	11	1,6	7,6 (8,5)	6,5	2
ТМ-1000/35	1000	35	11	2,2	11,6	6,5	1,4
ТМ-1600/35	1600	35	6,3; 11	2,9	16,5	6,5	1,3
ТМ-2500/35	2500	35	10,5	4,3	23,5	6,5	1
ТМН-2500/35	2500	35	11	4,3	23,5	6,5	1,1
ТМ-4000/35	4000	35	10,5	5,7	33,5	7,5	1
ТМН-4000/35	4000	35	11	5,7	33,5	7,5	1
ТМ-6300/35	6300	35	10,5	8	46,5	7,5	0,6
ТМН-6300/35	6300	35	11	8	46,5	7,5	0,6
ТД-10000/35	10000	38,5	10,5	14,5	65	7,5	0,8
ТД-16000/35	16000	38,5	6,3; 10,5	21	90	8	0,6
ТДНС-16000/35	16000	36,75	10,5	18	85	10	0,55
ТД-40000/35	40000	38,5	6,3; 10,5	36	170	8,5	0,4
ТДЦ-80000/35	80000	38,5	6,3; 10,5	62	300	12,7	0,3

Таблица В.2 – Технические характеристики Трёхфазных 2х-обмоточных трансформаторов 110 кВ

Тип	Пределы рег., %	U _{нв} , кВ	U _{нн} , кВ	ц _к , %	ΔP _{кх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	i _{кх} , %
ТМН-2500/110	±10(8)×1,5	110	6,6; 11; 22	10,5	5	22	1,5
ТМН-6300/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22	10,5	11,5	44	0,8
ТДН-10000/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22	10,5	14	60	0,7
ТДН-16000/110	±9×1,78	115	6,6; 11; 22	10,5	19	85	0,7
ТРДН-25000/110	±9×1,78	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	27	120	0,7
ТДНЖ-25000/110	±9×1,78	115	27,5	10,5	30	120	0,7
ТРДН-40000/110	±9×1,78	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	36	172	0,7
ТД-40000/110	±2×2,5	121	6,3;10,5	10,5	50	160	0,7
ТРДЦН-63000/110	±9×1,78	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	59	260	0,65
ТДЦ-80000/110	±2×2,5	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	70	310	0,6
ТРДЦН-80000/110	±9×1,78	115	6,3/6,3; 10,5/10,5	10,5	70	310	0,6
ТДЦ-125000/110	±2×2,5	121	13,8; 10,5	10,5	120	400	0,55
ТРДЦН-125000/110	±9×1,78	115	10,5/10,5	10,5	100	400	0,55
ТДЦ-200000/110	±2×2,5	121	18; 15,75; 13,8	10,5	170	550	0,5
ТДЦ-250000/110	±2×2,5	121	15,75	10,5	200	640	0,5
ТДЦ-80000/110	±2×2,5	121	20	10,5	320	900	0,45

Таблица В.3 – Стоимость трёхфазных 2х-обмоточных трансформаторов

Значения номинальных линейных напряжений трансформаторов - 6/0,4 кВ или 10-0,4 кВ, схемы соединений Y/Y_n-0, D/Y_n-11, Y/Z_n-11, климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69. Стоимость при схеме соединений Y/Z_n-11 в прайс – листе не указана.			
Наименование	Цена, рублей (без доставки)	Наименование	Цена, рублей (без доставки)
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
ТМГ - 16	48852	ТМГ / ТМ - 400	181366
ТМГ – 25	55106	ТМГ/ ТМ - 630	276002
ТМГ - 40	61124	ТМГ /ТМ - 1000	398604
ТМГ - 63	71272	ТМГ/ТМ - 1250	Договорная
ТМГ /ТМ - 100	80712	ТМГ/ТМ - 1600	745000
ТМГ/ТМ - 160	102778	ТМГ/ТМ - 2500	1100000
ТМГ/ТМ - 250	141128	ТМ - 4000	2000000
Трансформаторы электропечные, класс напряжения 6/0,4, 10/0,4.			
Наименование	Цена, рублей (без доставки)	Наименование	Цена, рублей (без доставки)
ТМЗ - 25	57000	ТМЗ - 40	62000
ТМЗ - 63	75000	ТМЗ - 100	94000
ТМЗ - 160	104000	ТМЗ - 250	135000
ТМЗ - 400	160000	ТМЗ - 630	255000
ТМЗ - 1000	355000	ТМЗ - 1600	720000
ТМЗ - 2500	965000		
Трансформаторы марки ТМН, класс напряжения 35/6, 110/10			
Наименование	Цена, рублей (без доставки)	Наименование	Цена, рублей (без доставки)
ТМН - 1000	1050000	ТМН - 1600	1200000
ТМН – 2500/35	1325000	ТМН – 2500/110	4800000
ТМН – 4000/10	2000000	ТМН – 4000/35	2565000
ТМН – 6300/10	3000000	ТМН – 6300/110/6	5000000
ТМН – 6300/35/10	6000000	ТМН –6300/110/35	3600000

Продолжение таблицы В.3 – Стоимость трёхфазных 2х-обмоточных трансформаторов

Наименование	Цена, рублей (без доставки)	Наименование	Цена, рублей (без доставки)
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
Трансформаторы марки ТДН, класс напряжения 110/6, 110/10			
ТДН – 10000/110/6-10	6800000	ТДН – 16000/110	7100000
Трансформаторы марки ТДНС, класс напряжения 35/6, 35/10			
ТДНС–10000	6500000	ТДНС-16000	6800000
Трансформаторы марки ТДСН, класс напряжения 35/6, 35/10			
ТДСН - 10000	6500000	ТДСН - 16000	6800000
Трансформаторы марки ТДТН, класс напряжения 35/6, 35/10			
ТДТН - 10000		Договорная	
Трансформаторы марки ТРДН, класс напряжения 110/6-10			
ТРДН – 10000	7000000	ТРДН - 16000	7300000
Трансформаторы марки ТРДЦН, класс напряжения 110/6-10			
ТРДЦН – 16000 / 25000		Договорная	
Трансформаторы сухие, тип ТС, ТСЗ, класс напряжения 6/10 кВ.			
ТС – 6,3/10	73278	ТС – 160/10	423738
ТС – 10/10	77644	ТС – 250/10	523920
ТС – 16/10	115758	ТС – 400/10	701392
ТС – 25/10	155642	ТС – 630/10	1043120
ТС – 40/10	193520	ТС – 1000/10	1315700
ТС – 63/10	232106	ТС – 1600/10	Договорная
ТС - 100	297714	ТС – 2500/10	Договорная

Стоимость силовых трансформаторов взята с сайта ООО «Руссети» г.Саранск 09.05.2024 – <https://russete.ru/>