

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

Д.Г. Колиушко, Л.В. Асмолова

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО
ПРОЕКТА ПО КУРСУ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ»
для студентов заочной формы обучения по специализации
«Электромеханические системы автоматизации и электропривод»

УТВЕРЖДЕНО
редакционно-издательским
советом университета,
протокол № 2 от 23.06.16

Харьков
НТУ «ХПИ»
2016

УДК 621.316.1
ББК 31.29-5
К-60

Рецензенты: *Л.В. Акимов*, д-р техн. наук, профессор, НТУ «ХПИ»
С.Г. Буряковский, канд. техн. наук, профессор, УкрГУЖТ

У навчально-методичному посібнику систематизовано матеріал з проектування систем електропостачання промислових підприємств, який включає розрахунок електричних навантажень, вибір силових трансформаторів, вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання, компенсацію реактивної потужності, розрахунок струмів короткого замикання. Для глибшого розуміння матеріалу у названих розділах наведені приклади розрахунків.

Навчально-методичний посібник розрахований на студентів електротехнічних спеціальностей заочної форми навчання.

К-60 Колиушко Д.Г. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий : учебно-метод. пособие / Д.Г. Колиушко, Л.В. Асмолова. – НТУ «ХПИ», 2016. – 96 с. – На рус. яз.

ISBN –

В учебно-методическом пособии систематизирован материал по проектированию систем электроснабжения промышленных предприятий, включающий расчет электрических нагрузок для различных приемников электроэнергии, выбор силовых трансформаторов, выбор схем внешнего и внутреннего электроснабжения, компенсацию реактивной мощности, расчет токов короткого замыкания. Для более глубокого понимания материала приведены примеры расчетов по рассматриваемым разделам.

Учебно-методическое пособие рассчитано на студентов электротехнических специальностей заочной формы обучения.

Ил. 14. Табл. 14. Библиогр. 14 назв.

УДК 621.316.1
ББК 31.29-5

ISBN

© Д.Г. Колиушко,
Л.В. Асмолова, 2016

ВВЕДЕНИЕ

Учебно-методическое пособие «Проектирование систем электропитания промышленных предприятий» направлено на закрепление теоретических знаний по проектированию и эксплуатации систем электропитания промышленных предприятий, а также по их практическому использованию.

Учебно-методическое пособие состоит из шести разделов, каждый из которых содержит теоретический материал по темам курса «Электропитание промышленных предприятий и энергосбережение», порядок выполнения соответствующих разделов, рекомендации по оформлению курсового проекта, примеры расчетов и справочный материал, отображенный в пяти приложениях.

В первом разделе уделено внимание расчету трехфазных и силовых однофазных приемников электроэнергии, а также осветительной нагрузки с использованием различных методов расчета.

Во втором разделе детально рассмотрен вопрос выбора числа и мощности силовых трансформаторов, а также расчет места расположения цеховых трансформаторных подстанций (ЦТП) и главной понижающей подстанции (ГПП) промышленного предприятия.

Третий раздел направлен на обоснование выбора схем внешнего и внутреннего электропитания с учетом специфики рассматриваемого объекта.

В четвертом разделе решается задача компенсации реактивной мощности с использованием различных средств на всех уровнях напряжения системы энергоснабжения.

Пятый раздел посвящен расчету токов короткого замыкания, необходимых для выбора аппаратуры и токоведущих частей в сетях до 1 кВ и выше. В сетях промышленных предприятий эти вопросы связаны неразрывно и решаются совместно.

В шестом разделе даны рекомендации к графическому представлению картограммы электрических нагрузок и схемы электропитания предприятия.

Учебно-методическое пособие рассчитано на студентов электротехнических специальностей заочной формы обучения.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По их значению выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, рассчитывают потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования. Завышение ожидаемых нагрузок приводит к удорожанию строительства, перерасходу проводникового материала сетей, неоправданному увеличению мощности трансформаторов и прочего оборудования. Занижение нагрузок вызывает уменьшение пропускной способности электрической сети, ведет к лишним потерям мощности, перегреву проводов, кабелей и трансформаторов, а, следовательно, к сокращению срока их службы.

При проектировании системы электроснабжения или анализе режимов ее работы потребители электроэнергии (отдельный приемник электроэнергии, группа приемников, цех или завод в целом) рассматривают в качестве нагрузок. Различают следующие их виды: активную, реактивную, полную мощности (P , Q , S) и ток I .

В курсовом проекте в качестве нагрузок будут рассмотрены следующие приемники электроэнергии:

- группы трехфазных приемников электроэнергии (асинхронные и синхронные двигатели);
- силовые однофазные приемники электроэнергии (сварочные трансформаторы);
- тиристорные преобразователи регулируемых электроприводов постоянного тока;
- осветительная нагрузка (внутреннее освещение цехов и внешнее освещение территории предприятия).

В данном разделе представлен пример расчета электрических нагрузок согласно исходным данным, приведенным в приложении А.

1.1. Расчет электрической нагрузки трехфазных приемников электроэнергии

Расчет электрической нагрузки трехфазных приемников электроэнергии производится методом упорядоченных диаграмм (метод коэффициента использования и коэффициента максимума), рекомендованному в [1]. В настоящее время этот метод является основным и позволяет по номинальной мощности приемников электроэнергии с учетом их числа и характеристик определить расчетную нагрузку любого узла схемы электроснабжения. Расчеты нагрузок проводят параллельно для активных и реактивных мощностей, что в итоге позволяет определить полную мощность рассматриваемого элемента и системы электроснабжения в целом.

Режимы работы приемников электроэнергии разнообразны и изменяются во времени. Как правило, они работают в продолжительном, кратковременном и повторно-кратковременном режимах. Для того чтобы определить общую мощность нескольких групп приемников электроэнергии, расположенных в одном цехе, номинальную мощность каждой группы при заданной продолжительности включения (ПВ) определяют путем приведения паспортной мощности к длительному режиму работы (ПВ = 100 %). При этом выражение для приведенной мощности асинхронных двигателей (АД) $P_{n100\text{АД}}$ при ПВ = 100 % будет иметь вид, кВт:

$$P_{n100\text{АД}} = P_{ni} \cdot \sqrt{\frac{\text{ПВ}}{100}}, \quad (1)$$

где P_{ni} – номинальная мощность i -й группы АД, кВт (см. приложение А);

ПВ – значение ПВ, % (см. приложение А).

Суммарная приведенная мощность группы АД $P_{\Sigma n100\text{АД}}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{\Sigma n100\text{АД}} = P_{n100\text{АД}} \cdot n_i, \quad (2)$$

где n_i – количество АД в группе (см. приложение А).

Далее рассчитывается средняя активная мощность группы АД за

наиболее загруженную смену $P_{см\ АД}$, кВт:

$$P_{см\ АД} = k_{и\ АД} \cdot P_{\Sigma n\ i\ 100\ АД}, \quad (3)$$

где $k_{и\ АД}$ – коэффициент использования для i -й группы АД (см. приложение А).

Для группы приемников электроэнергии с различными режимами работы средневзвешенный коэффициент использования определяется с достаточным для практических расчетов приближением по формуле

$$k_{исв\ АД} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{АД}}} P_{см\ АД}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{АД}}} P_{\Sigma n\ i\ 100\ АД}}, \quad (4)$$

где $N_{\text{АД}}$ – количество групп АД, различных по ПВ.

Используя метод упорядочных диаграмм, расчетную активную нагрузку приемников электроэнергии (далее – приемников) на всех ступенях питающих и распределительных сетей (включая трансформаторы и преобразователи) определяют по средней мощности и коэффициенту максимума. Его значение зависит от коэффициента использования данной группы приемников и эффективного числа приемников $n_э$.

Под эффективным числом приемников электроэнергии понимают такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обеспечивает тот же расчетный максимум нагрузки, что и рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы приемников. В общем случае эффективное число приемников можно определить по следующей формуле

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{н\ i\ 100\ АД} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{н\ i\ 100\ АД}^2}. \quad (5)$$

Вычисленное $n_э$ округляется до ближайшего целого значения из находящихся в таблице П Б.1 приложения Б таким образом, чтобы погрешность принятого значения эффективного числа электроприемников

не превышала 10 %.

Если для найденных значений $k_{и.св.АД}$ (4) и n_3 (5) в таблице П Б.1 приложения Б нет однозначного значения k_M , то его можно получить из соотношения

$$\frac{k_M - k_{M.A}}{k_{M.B} - k_{M.A}} = \frac{k_{и.св.АД} - k_{и.св.А}}{k_{и.св.В} - k_{и.св.А}},$$

где $k_{и.св.}$ – расчетный средневзвешенный коэффициент использования;
 $k_{и.св.А}$, $k_{и.св.В}$ – средневзвешенные коэффициенты использования, расположенные слева и справа от расчетного в таблице П 1 приложения;
 $k_{M.A}$, $k_{M.B}$ – коэффициенты максимума для соответствующих значений $k_{и.св.А}$ и $k_{и.св.В}$.

Выполнив простые преобразования, получим

$$k_{M.АД} = \frac{(k_{и.св.АД} - k_{и.св.А})(k_{M.B} - k_{M.A})}{k_{и.св.В} - k_{и.св.А}} + k_{M.A}. \quad (6)$$

При $n_3 \geq 200$ и $k_{и.i.АД} > 0,2$ допускается максимальную нагрузку принимать равной средней за наиболее загруженную смену, т. е. $k_M = 1$.

Далее определяется максимальная активная нагрузка $P_{M.АД}$ для всех групп трехфазных приемников, расположенных в цехе, кВт:

$$P_{M.АД} = k_{M.АД} \cdot \sum_{i=1}^{N_{АД}} P_{смi.АД}. \quad (7)$$

Максимальная реактивная мощность $Q_{M.АД}$, кВАр, рассчитывается по выражению:

а) при $n_3 \leq 10$

$$Q_{M.АД} = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^{N_{АД}} Q_{смi.АД}, \quad (8)$$

б) при $n_3 > 10$

$$Q_{M.АД} = \sum_{i=1}^{N_{АД}} Q_{смi.АД} \quad (9)$$

где $Q_{смi.АД} = P_{смi.АД} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$ – средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену;

$\varphi_i = \arccos(\cos\varphi_i)$, где $\cos\varphi_i$ – коэффициент мощности АД (см. приложение А).

Максимальная полная нагрузка трехфазных приемников $S_{M,AD}$ определяется по выражению, кВА:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}, \quad (10)$$

где $S_M = S_{M,AD}$; $P_M = P_{M,AD}$ (7); $Q_M = Q_{M,AD}$ (8) или (9).

Пример 1. Рассчитать электрическую нагрузку трех групп трехфазных приемников электроэнергии на примере цеха № 1 приложения А.

Приводим мощности АД каждой группы к ПВ = 100 % (1):

$$P_{H1_{100\text{ АД}}} = 63 \cdot \sqrt{\frac{48}{100}} = 43,65 \text{ кВт};$$

$$P_{H2_{100\text{ АД}}} = 59,87 \text{ кВт}; \quad P_{H3_{100\text{ АД}}} = 63,25 \text{ кВт}.$$

Определим суммарную приведенную мощность групп АД (2):

$$P_{\Sigma H1_{100\text{ АД}}} = 43,65 \cdot 25 = 1091,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma H2_{100\text{ АД}}} = 1197,4 \text{ кВт}; \quad P_{\Sigma H3_{100\text{ АД}}} = 442,8 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем среднюю активную мощность групп АД за наиболее загруженную смену (3):

$$P_{CM1,AD} = 0,6 \cdot 1091,3 = 654,78 \text{ кВт};$$

$$P_{CM2,AD} = 838,18 \text{ кВт}; \quad P_{CM3,AD} = 221,4 \text{ кВт}.$$

Вычислим средневзвешенный коэффициент использования (4) и эффективное число приемников (5):

$$K_{и.св,AD} = \frac{654,78 + 838,18 + 221,4}{1091,3 + 1197,4 + 442,8} = 0,63;$$

$$n_3 = \frac{(1091,3 + 1197,4 + 442,8)^2}{43,65^2 \cdot 25 + 59,87^2 \cdot 20 + 63,25^2 \cdot 7} \approx 51.$$

Округлим до ближайшего целого значения n_3 из находящихся в таблице П.Б.1 приложения Б: $n_3 = 50$.

Согласно (6)

$$K_M = \frac{(0,63 - 0,6)(1,08 - 1,1)}{0,7 - 0,6} + 1,08 = 1,09,$$

где $K_{и.св} = 0,63$, рассчитанный по (4);

$K_{и.св А} = 0,6$ и $K_{и.св В} = 0,7$ – средневзвешенные коэффициенты использования расположенные слева и справа от рассчитанного $K_{и.св} = 0,63$ из таблицы П Б.1 приложения Б при $n_э = 50$;

$K_{М А} = 1,1$ соответствует $K_{и.св А} = 0,6$ при $n_э = 50$;

$K_{М В} = 1,08$ соответствует $K_{и.св В} = 0,7$ при $n_э = 50$.

Найдем максимальную активную нагрузку для всех групп АД, расположенных в цехе № 1 (7):

$$P_{М АД1} = 1,09 \cdot (654,78 + 838,18 + 221,4) = 1869 \text{ кВт.}$$

Так как $n_э > 10$, рассчитаем максимальную реактивную мощность для всех групп АД, расположенных в цехе № 1 (9), предварительно вычислив среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену каждой группы:

$$Q_{см1 АД} = 654,78 \cdot \text{tg}(\arccos(0,8)) = 491 \text{ кВАр};$$

$$Q_{см2 АД} = 607 \text{ кВАр}; Q_{см3 АД} = 155 \text{ кВАр.}$$

Тогда для цеха № 1 максимальная реактивная мощность равна:

$$Q_{М АД1} = 491 + 607 + 155 = 1253 \text{ кВАр.}$$

Определим максимальную полную нагрузку трехфазных приемников (10):

$$S_{М АД1} = \sqrt{1869^2 + 1253^2} = 2250 \text{ кВА.}$$

Результаты расчетов нагрузок АД всех цехов сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов нагрузок промышленного предприятия

	Асинхронные двигатели								
	Цех №1			Цех №2			Цех №3		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
$P_{н100}$	43,65	59,87	63,25	12,39	63,64	46,72	10,73	16,32	67,08
$P_{Эн100}$	1091,3	1197,4	442,8	371,7	763,68	1401,6	536,5	326,4	402,48
$P_{см}$	654,78	838,18	221,4	223,02	397,11	995,14	413,11	169,73	261,61
$K_{и.св}$	0,63			0,64			0,67		
$n_э$	50			60			45		
$K_{М}$	1,09			1,08			1,09		
$P_{М}$	1869			1744			920		
$Q_{см}$	491	607	155	197	267	746	321	127	189
$Q_{М}$	1253			1210			637		
$S_{М}$	2250			2123			1119		

1.2. Расчет электрической нагрузки силовых однофазных приемников электроэнергии

На промышленном предприятии наряду с трехфазными приемниками электроэнергии применяются стационарные приемники однофазного тока, подключенные на фазное или линейное напряжение. К однофазным электроприемникам относятся сварочные трансформаторы (СТ).

Номинальные активные мощности СТ при заданной ПВ также приводятся к мощности при $PВ=100\%$ $P_{н100СТ}$, кВт:

$$P_{нi100СТ} = S_{нiСТ} \cdot \sqrt{\frac{ПВ}{100}} \cdot \cos\varphi_{iСТ}, \quad (11)$$

где $S_{нiСТ}$ – полная мощность СТ, кВА (см. приложение А);

$ПВ$ – фактическая продолжительность включения СТ, % (см. приложение А);

$\cos\varphi_{iСТ}$ – коэффициент мощности СТ (см. приложение А).

При проектировании стремятся распределить мощность однофазных приемников по фазам равномерно. Например, при количестве сварочных трансформаторов 5 шт. в первой группе и 6 шт. во второй, схема их включения будет соответствовать рис. 1.

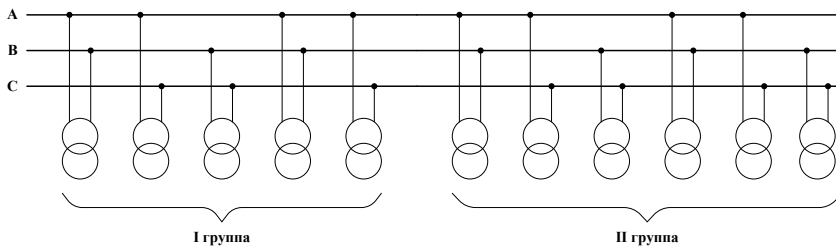


Рис. 1. Распределение однофазных электроприемников по фазам

Таким образом, на линейное напряжение U_{AB} и U_{AC} подключено по 4 СТ, а на U_{BC} – 3.

После распределения однофазных приемников по парам фаз рассчитывается линейная активная мощность для групп $P_{(л)iСТ}$, кВт:

$$P_{(II)i_{CT}} = N_i \cdot P_{ni_{100CT}} \cdot K_{иi_{CT}}, \quad (12)$$

где II – обозначение пары фаз (AB, AC или BC);

N_i – количество однофазных приемников каждой группы, подключенных на соответствующее линейное напряжение U_{AB} , U_{AC} , U_{BC} при условии, что $\sum N_i = n_i$ – количество СТ в каждой группе;

$K_{иi_{CT}}$ – коэффициент использования данной группы (см. приложение А).

Аналогично определяется линейная реактивная мощность для однофазных электроприемников каждой группы $Q_{(II)i_{CT}}$, кВАр:

$$Q_{(II)i_{CT}} = P_{(II)i_{CT}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i_{CT}}, \quad (13)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{i_{CT}}$ определяется по известному $\cos\varphi_{i_{CT}}$.

Суммарную линейную активную мощность для всех групп однофазных приемников $P_{\Sigma(II)i_{CT}}$, кВт, рассчитывают следующим образом:

$$P_{\Sigma(AB)} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{(AB) i_{CT}}; \quad P_{\Sigma(BC)} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{(BC) i_{CT}}; \quad P_{\Sigma(AC)} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{(AC) i_{CT}}, \quad (14)$$

где N_{CT} – количество групп однородных однофазных электроприемников.

Суммарную линейную реактивную мощность $Q_{\Sigma(II)i_{CT}}$, кВАр, определяют

$$Q_{\Sigma(AB)} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} Q_{(AB) i_{CT}}; \quad Q_{\Sigma(AC)} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} Q_{(AC) i_{CT}}; \quad Q_{\Sigma(BC)} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} Q_{(BC) i_{CT}}. \quad (15)$$

Далее для каждой фазы вычислим:

- активную нагрузку P_{Φ} , кВт:

$$P_{\Phi(A)} = \frac{P_{\Sigma(AB)} + P_{\Sigma(AC)}}{2}; \quad P_{\Phi(B)} = \frac{P_{\Sigma(AB)} + P_{\Sigma(BC)}}{2}; \quad P_{\Phi(C)} = \frac{P_{\Sigma(AC)} + P_{\Sigma(BC)}}{2}; \quad (16)$$

- реактивную нагрузку Q_{Φ} , кВАр:

$$Q_{\Phi(A)} = \frac{Q_{\Sigma(AB)} + Q_{\Sigma(AC)}}{2}; \quad Q_{\Phi(B)} = \frac{Q_{\Sigma(AB)} + Q_{\Sigma(BC)}}{2}; \quad Q_{\Phi(C)} = \frac{Q_{\Sigma(AC)} + Q_{\Sigma(BC)}}{2}. \quad (17)$$

После расчета фазной нагрузки необходимо вычислить коэффици-

ент неравномерности включения по фазам:

$$K_{\text{нер}} = \frac{P_{\phi \text{ max}} - P_{\phi \text{ min}}}{P_{\phi \text{ max}}} \cdot 100 \% , \quad (18)$$

где $P_{\phi \text{ max}}$ – мощность максимально загруженной фазы;
 $P_{\phi \text{ min}}$ – мощность минимально загруженной фазы.

Считается, что распределение по фазам выполнено равномерно, если коэффициент неравномерности не превышает 15%. В этом случае однофазные приемники учитываются как трехфазные.

Среднюю активную мощность $P_{\text{смСТ}}$, кВт, каждой группы СТ находят как

$$P_{\text{см}i\text{СТ}} = k_{\text{и}i\text{СТ}} \cdot P_{\text{н}i100\text{СТ}} \cdot n_i . \quad (19)$$

Средневзвешенный коэффициент использования

$$k_{\text{и.свСТ}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{СТ}}} P_{\text{см}i\text{СТ}}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{СТ}}} (P_{\text{н}i100\text{СТ}} \cdot n_i)} . \quad (20)$$

Эффективное число однофазных приемников $n_{\text{э}}$ определяют так же, как и для АД (см. (5)). По полученным средневзвешенному коэффициенту использования и эффективному числу приемников находят коэффициент максимума $k_{\text{мСТ}}$ (см. табл. П Б.1 приложения Б).

Если $K_{\text{нер}} \leq 15 \%$, то расчетные максимальные нагрузки для всех групп СТ вычисляют следующим образом:

- активная $P_{\text{мСТ}}$, кВт:

$$P_{\text{мСТ}} = k_{\text{мСТ}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{СТ}}} P_{\text{см}i\text{СТ}} ; \quad (21)$$

- реактивная $Q_{\text{мСТ}}$, кВАр:

а) при $n_{\text{э}} \leq 10$:

$$Q_{\text{мСТ}} = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{СТ}}} Q_{\text{см}i\text{СТ}} = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{СТ}}} (P_{\text{см}i\text{СТ}} \cdot \text{tg}\varphi_{i\text{СТ}}) , \quad (22)$$

б) при $n_s > 10$:

$$Q_{MCT} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} Q_{cmiCT} = \sum_{i=1}^{N_{CT}} (P_{cmiCT} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{iCT}). \quad (23)$$

Если коэффициент неравномерности включения по фазам $K_{нер} > 15\%$, то максимальные нагрузки однофазных приемников рассчитывают по следующим формулам:

- активная P_{MCT} , кВт:

$$P_{MCT} = 3 \cdot K_{MCT} \cdot P_{\phi\max}; \quad (24)$$

- реактивная Q_{MCT} , кВАр:

$$Q_{MCT} = 3 \cdot 1,1 \cdot Q_{\phi\max} = 3 \cdot 1,1 \cdot P_{\phi\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{iCT}. \quad (25)$$

Максимальную полную нагрузку СТ S_{MCT} , кВА, находят по (10), где $S_M = S_{MCT}$, $P_M = P_{MCT}$ (21) или (24); $Q_M = Q_{MCT}$ (22), (23) или (25).

Пример 2. Рассчитать электрическую нагрузку двух групп сварочных трансформаторов, находящихся в цехе № 1 (см. приложение А).

Приводим мощности СТ каждой группы к мощности при ПВ = 100 % (11):

$$P_{Н1_{100CT}} = 32 \cdot \sqrt{\frac{55}{100}} \cdot 0,5 = 11,87 \text{ кВт};$$

$$P_{Н2_{100CT}} = 30,67 \text{ кВт}.$$

Вариант 1. Выполним распределение нагрузки СТ по фазам последовательно. Так, при их количестве 4 шт. в первой группе и 5 шт. во второй, это будет выглядеть следующим образом (рис. 2)

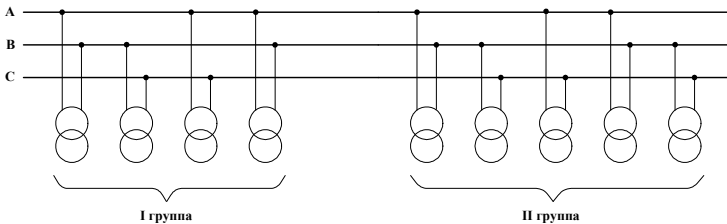


Рис. 2. Последовательное распределение нагрузки однофазных электроприемников по фазам

Таким образом, на линейное напряжение U_{AB} всего подключено 4, на $U_{BC} - 3$, а на $U_{AC} - 2$ СТ.

Рассчитаем линейную активную мощность для каждой группы СТ (12), согласно схеме, приведенной на рис. 2:

- для первой группы (на линейное напряжение U_{AB} подключено 2, а на U_{AC} и $U_{BC} -$ по 1 СТ):

$$P_{(AB)1CT} = 2 \cdot 11,87 \cdot 0,6 = 14,24 \text{ кВт};$$

$$P_{(AC)1CT} = P_{(BC)1CT} = 1 \cdot 11,87 \cdot 0,6 = 7,12 \text{ кВт};$$

- для второй группы (на линейные напряжения U_{AB} и U_{BC} подключено 2, а на $U_{AC} - 1$ СТ):

$$P_{(AB)2CT} = P_{(BC)2CT} = 2 \cdot 30,67 \cdot 0,7 = 42,94 \text{ кВт};$$

$$P_{(AC)2CT} = 1 \cdot 30,67 \cdot 0,7 = 21,47 \text{ кВт}.$$

Определим линейную реактивную мощность для однофазных электроприемников каждой группы (13):

- для первой группы:

$$Q_{(AB)1CT} = 14,24 \cdot \text{tg}(\arccos(0,5)) = 24,66 \text{ кВАр};$$

$$Q_{(AC)1CT} = Q_{(BC)1CT} = 12,33 \text{ кВАр};$$

- для второй группы:

$$Q_{(AB)2CT} = Q_{(BC)2CT} = 42,94 \cdot \text{tg}(\arccos(0,6)) = 57,25 \text{ кВАр};$$

$$Q_{(AC)2CT} = 28,63 \text{ кВАр}.$$

Вычислим суммарную линейную активную мощность для всех групп однофазных приемников (14):

$$P_{\Sigma(AB)} = 14,24 + 42,94 = 57,18 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma(AC)} = 28,59 \text{ кВт}; \quad P_{\Sigma(BC)} = 50,06 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем суммарную линейную реактивную мощность для всех групп однофазных приемников (15):

$$Q_{\Sigma(AB)} = 24,66 + 57,25 = 81,91 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\Sigma(AC)} = 40,96 \text{ кВАр}; \quad Q_{\Sigma(BC)} = 69,58 \text{ кВАр}.$$

Найдем активную и реактивную нагрузки каждой фазы по (16) и (17):

$$P_{\Phi(A)} = \frac{57,18 + 28,59}{2} = 42,89 \text{ кВт};$$

$$P_{\Phi(B)} = 53,62 \text{ кВт}; \quad P_{\Phi(C)} = 39,33 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Phi(A)} = \frac{81,91 + 40,96}{2} = 61,44 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\Phi(B)} = 75,75 \text{ кВАр}; \quad Q_{\Phi(C)} = 55,27 \text{ кВАр}.$$

Определим коэффициент неравномерности включения по фазам (18), если

$$P_{\Phi \max} = P_{\Phi(B)} = 53,62 \text{ кВт} \text{ и } P_{\Phi \min} = P_{\Phi(C)} = 39,33 \text{ кВт}.$$

Тогда

$$K_{\text{нер}} = \frac{53,62 - 39,33}{53,62} \cdot 100 \% = 26,65 \% .$$

Рассчитаем среднюю активную мощность СТ (19):

- для первой группы:

$$P_{\text{см1СТ}} = 0,6 \cdot 11,87 \cdot 4 = 28,49 \text{ кВт};$$

- для второй группы:

$$P_{\text{см2СТ}} = 0,7 \cdot 30,67 \cdot 5 = 107,35 \text{ кВт}.$$

Вычислим средневзвешенный коэффициент использования (20):

$$K_{\text{и.св.СТ}} = \frac{28,49 + 107,35}{11,87 \cdot 4 + 30,67 \cdot 5} = 0,68 .$$

Эффективное число однофазных приемников n_{Σ} (5) соответствует значению:

$$n_{\Sigma} = \frac{(11,87 \cdot 4 + 30,67 \cdot 5)^2}{11,87^2 \cdot 4 + 30,67^2 \cdot 5} \approx 8 .$$

Согласно (6) коэффициент максимума:

$$K_{\text{мСТ}} = \frac{(0,68 - 0,6)(1,2 - 1,3)}{0,7 - 0,6} + 1,3 = 1,22 ,$$

где $K_{\text{и.св}} = 0,68$, рассчитанный по (20);

$K_{\text{и.св.А}} = 0,6$ и $K_{\text{и.св.В}} = 0,7$ – средневзвешенные коэффициенты использования расположенные слева и справа от рассчитанного $K_{\text{и.св}} = 0,68$ из таблицы П.Б.1 приложения Б при $n_{\Sigma} = 8$;

$K_{\text{м.А}} = 1,3$ соответствует $K_{\text{и.св.А}} = 0,6$ при $n_{\Sigma} = 8$;

$K_{\text{м.В}} = 1,2$ соответствует $K_{\text{и.св.В}} = 0,7$ при $n_{\Sigma} = 8$.

Так как коэффициент неравномерности включения по фазам больше 15 %, то нагрузку однофазных приемников рассчитаем следующим образом:

– активная (24):

$$P_{\text{мСТ}} = 3 \cdot 1,22 \cdot 53,62 = 196 \text{ кВт}.$$

– реактивная (25), где $Q_{\Phi \max} = Q_{\Phi(B)} = 75,75 \text{ кВАр}$:

$$Q_{\text{МСТ}} = 3 \cdot 1,1 \cdot 75,75 = 250 \text{ кВАр.}$$

– максимальная полная (10):

$$S_{\text{МСТ}} = \sqrt{196^2 + 250^2} = 318 \text{ кВА.}$$

Вариант 2. Выполним распределение нагрузки СТ по фазам равномерно, что соответствует рис. 3.

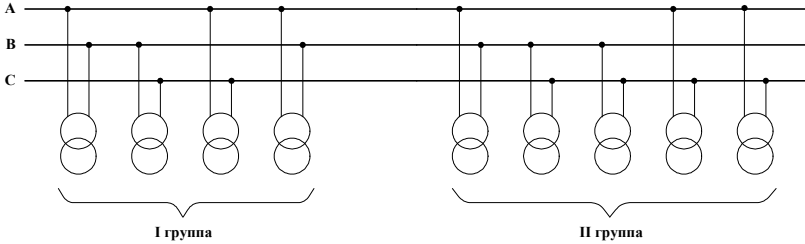


Рис. 3. Равномерное распределение однофазных электроприемников по фазам

Таким образом, на линейное напряжение U_{AB} , U_{AC} и U_{BC} подключено по 3 СТ.

Рассчитаем линейную активную и реактивную мощности для каждой группы СТ по (12) и (13) согласно распределению, показанному на рис. 3:

- для первой группы их величины остаются такими же, как и при последовательном распределении, то есть:

$$P_{(AB)1\text{СТ}} = 14,24 \text{ кВт}; P_{(AC)1\text{СТ}} = P_{(BC)1\text{СТ}} = 7,12 \text{ кВт};$$

$$Q_{(AB)1\text{СТ}} = 24,66 \text{ кВАр}; Q_{(AC)1\text{СТ}} = Q_{(BC)1\text{СТ}} = 12,33 \text{ кВАр.}$$

- для второй группы на линейное напряжение U_{AB} подключен 1, а на U_{AC} и U_{BC} – по 2 СТ:

$$P_{(AB)2\text{СТ}} = 1 \cdot 30,67 \cdot 0,7 = 21,47 \text{ кВт};$$

$$P_{(AC)2\text{СТ}} = P_{(BC)2\text{СТ}} = 2 \cdot 30,67 \cdot 0,7 = 42,94 \text{ кВт};$$

$$Q_{(AB)2\text{СТ}} = 21,47 \cdot \text{tg}(\arccos(0,6)) = 28,63 \text{ кВАр};$$

$$Q_{(AC)2\text{СТ}} = Q_{(BC)2\text{СТ}} = 57,25 \text{ кВАр.}$$

Найдем суммарную линейную активную и реактивную мощности для всех групп однофазных приемников по (14) и (15):

$$P_{\Sigma(AB)} = 14,24 + 21,47 = 35,71 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma(AC)} = P_{\Sigma(BC)} = 50,06 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma(AB)} = 24,66 + 28,63 = 53,29 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\Sigma(AC)} = Q_{\Sigma(BC)} = 69,58 \text{ кВАр}.$$

Вычислим активную и реактивную нагрузки каждой фазы по (16) и (17):

$$P_{\Phi(A)} = P_{\Phi(B)} = \frac{35,71 + 50,06}{2} = 42,89 \text{ кВт};$$

$$P_{\Phi(C)} = 50,06 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Phi(A)} = Q_{\Phi(B)} = \frac{53,29 + 69,58}{2} = 61,44 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\Phi(C)} = 69,58 \text{ кВАр}.$$

Определим коэффициент неравномерности включения по фазам (18), если

$$P_{\Phi \max} = P_{\Phi(C)} = 50,06 \text{ кВт} \text{ и } P_{\Phi \min} = P_{\Phi(A)} = P_{\Phi(B)} = 42,89 \text{ кВт},$$

Тогда

$$K_{\text{нер}} = \frac{50,06 - 42,89}{50,06} \cdot 100 \% = 14,3 \% .$$

Расчеты средней активной мощности, средневзвешенного коэффициента использования, эффективного числа однофазных приемников и коэффициента максимума выполняются точно так же как и в варианте 1.

Так как коэффициент неравномерности включения по фазам меньше 15 %, то однофазные приемники рассчитывают как трехфазные.

Определим активную нагрузку для всех групп СТ (21):

$$P_{\text{МСТ}} = 1,22 \cdot (28,49 + 107,35) = 166 \text{ кВт}.$$

Вычислим реактивную нагрузку для всех групп СТ из условия, что $n_b = 8 < 10$ по (22), предварительно рассчитав среднюю реактивную мощность:

- для первой группы:

$$Q_{\text{см}1\text{СТ}} = 28,49 \cdot \text{tg}(\arccos(0,5)) = 49,35 \text{ кВАр};$$

- для второй группы:

$$Q_{\text{см}2\text{СТ}} = 107,35 \cdot \text{tg}(\arccos(0,6)) = 143,13 \text{ кВАр}.$$

Тогда

$$Q_{\text{МСТ}} = 1,1 \cdot (49,35 + 143,13) = 212 \text{ кВАр}.$$

Найдем максимальную полную нагрузку однофазных электроприемников (10):

$$S_{\text{МСТ}} = \sqrt{166^2 + 212^2} = 269 \text{ кВА}.$$

Таким образом, значения активной $P_{м ст}$, реактивной $Q_{м ст}$ и полной $S_{м ст}$ мощностей при **равномерном** распределении однофазных электроприемников по фазам для рассматриваемого варианта будут меньше на 18 %, чем при **последовательном**, что приводит к уменьшению капитальных вложений, ежегодных эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии.

Результаты расчетов при равномерном распределении СТ по фазам сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов силовых однофазных нагрузок промышленного предприятия

	Сварочные трансформаторы					
	1-я группа			2-я группа		
$P_{н100}$	11,87			30,67		
N	N_{AB}	N_{AC}	N_{BC}	N_{AB}	N_{AC}	N_{BC}
	2	1	1	1	2	2
$P_{лин ст}$	$P_{(AB)CT}$	$P_{(AC)CT}$	$P_{(BC)CT}$	$P_{(AB)CT}$	$P_{(AC)CT}$	$P_{(BC)CT}$
	14,24	7,12	7,12	21,47	42,94	42,94
$Q_{лин ст}$	$Q_{(AB)CT}$	$Q_{(AC)CT}$	$Q_{(BC)CT}$	$Q_{(AB)CT}$	$Q_{(AC)CT}$	$Q_{(BC)CT}$
	24,66	12,33	12,33	28,63	57,25	57,25
$P_{\Sigma лин}$	$P_{\Sigma(AB)}$		$P_{\Sigma(AC)}$		$P_{\Sigma(BC)}$	
	35,71		50,06		50,06	
$Q_{\Sigma лин}$	$Q_{\Sigma(AB)}$		$Q_{\Sigma(AC)}$		$Q_{\Sigma(BC)}$	
	53,29		69,58		69,58	
P_{ϕ}	$P_{\phi(A)} = 42,89$		$P_{\phi(B)} = 42,89$		$P_{\phi(C)} = 50,06$	
Q_{ϕ}	$Q_{\phi(A)} = 61,44$		$Q_{\phi(B)} = 61,44$		$Q_{\phi(C)} = 69,58$	
$K_{нер}$	14,3 %					
$P_{см}$	28,49			107,35		
$K_{н. св}$	0,68					
$n_{э}$	8					
$K_{м}$	1,22					
$P_{м}$	166					
$Q_{см}$	49,35			143,13		
$Q_{м}$	212					
$S_{м}$	269					

1.3. Расчет нагрузки синхронного двигателя

Минимальную величину реактивной мощности синхронного двигателя (СД) определяем по заданной номинальной активной мощности $P_{\text{нСД}}$, кВт, (см. приложение А) из условия устойчивой его работы по формуле, кВАр:

$$Q_{\text{нСД}} = P_{\text{нСД}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{СД}}, \quad (26)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{СД}}$ – определяется по значению $\cos\varphi_{\text{СД}}$ (см. приложение А).

Максимальная полная мощность СД $S_{\text{мСД}}$ определяется по формуле (10), где $S_{\text{м}} = S_{\text{мСД}}$, $P_{\text{м}} = P_{\text{нСД}}$ (см. приложение А); $Q_{\text{м}} = Q_{\text{нСД}}$.

1.4. Расчет нагрузки тиристорного преобразователя для электроприводов постоянного тока

Номинальная активная мощность тиристорного преобразователя (ТП) $P_{\text{нТП}}$ рассчитывается по формуле, кВт:

$$P_{\text{нТП}} = U_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}. \quad (27)$$

Номинальную реактивную мощность ТП $Q_{\text{нТП}}$, кВАр, определим исходя из значения мощности трансформатора для его питания $S_{\text{н.т}}$, кВА, который выбирается по номинальным значениям напряжения $U_{\text{н}} = U_d$, кВ, и тока $I_{\text{н}} = I_d$, А, из табл. П В.3 приложения В:

$$Q_{\text{нТП}} = \sqrt{S_{\text{н.т}}^2 - P_{\text{нТП}}^2}. \quad (28)$$

Пример 3. Рассчитать полную мощность синхронного двигателя, расположенного в цехе № 2, и тиристорного преобразователя, расположенного в цехе № 3 (см. приложение А).

Определим реактивную мощность СД (26):

$$Q_{\text{нСД}} = 2500 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,86)) = 1483 \text{ кВАр.}$$

Рассчитаем максимальную полную мощность СД (10):

$$S_{M_{CD}} = \sqrt{2500^2 + 1483^2} = 2907 \text{ кВА.}$$

Вычислим номинальную активную мощность ТП (27):

$$P_{HTT} = 0,66 \cdot 500 = 330 \text{ кВт.}$$

По номинальным значениям заданного напряжения и тока ТП: $U_H = U_d = 0,66 \text{ кВ}$ и $I_H = I_d = 500 \text{ А}$ (см. приложение А) выбираем трансформатор для его питания типа ТСЗП-400/10-УЗ мощностью $S_{HT} = 402 \text{ кВА}$ (см. табл. П В.3 приложения В) с высшим напряжением $U_H = 10 \text{ кВ}$ (определяется по напряжению подключения СД (см. приложение А).

Определим номинальную реактивную мощность ТП (28):

$$Q_{HTT} = \sqrt{402^2 - 330^2} = 230 \text{ кВАр.}$$

1.5. Расчет осветительной нагрузки

На промышленном предприятии около 10 % потребляемой электроэнергии затрачивается на электрическое освещение. Правильное выполнение осветительных установок способствует рациональному использованию электроэнергии, улучшению качества выпускаемой продукции, повышению производительности труда, уменьшению количества аварий и случаев травматизма, снижению утомляемости рабочих.

Определение расчетной нагрузки осветительных установок производится по их установленной мощности и коэффициенту спроса K_c . В курсовом проекте задано назначение здания, для которого, исходя из следующих данных [2], необходимо выбрать величину K_c :

- 1) мелкие производственные здания, торговые помещения, наружное и аварийное освещение – 1;
- 2) производственные здания, состоящие из отдельных больших пролетов – 0,95;
- 3) административные здания, библиотеки и предприятия общественного питания – 0,9;
- 4) производственные здания, состоящие из нескольких отдельных помещений – 0,85;
- 5) лабораторные и конструкторско-бытовые здания, лечебные, детские и учебные учреждения – 0,8;

б) склады, распределительные устройства и подстанции – 0,6.

Светотехническая промышленность выпускает широкий ассортимент источников света, предназначенных для использования в различных осветительных установках. Наряду с распространенными лампами накаливания ($\cos\varphi_{0,i} = 1$), люминесцентными лампами ($\cos\varphi_{0,i} = 0,85 \div 0,92$), дуговыми ртутными люминесцентными с исправленной цветностью типа ДРЛ и дуговыми ртутными с излучающими добавками типа ДРИ ($\cos\varphi_{0,i} = 0,5 \div 0,6$), применяют энергосберегающие лампы или компактные люминесцентные лампы ($\cos\varphi_{0,i} = 0,7$ – для ламп с пускорегулирующим аппаратом (ПРА) и $\cos\varphi_{0,i} = 0,95$ – для ламп с электронным пускорегулирующим аппаратом (ЭПРА).

Если световая отдача люминесцентной лампы в среднем в пять раз больше, чем у лампы накаливания, то энергосберегающие лампы позволяют снизить потребление электроэнергии приблизительно на 80 %. Срок работы энергосберегающей лампы составляет от 6 до 12 тыс. часов, в то время как у лампы накаливания от 1 до 2 тыс. часов. Кроме этого, энергосберегающие лампы выделяют гораздо меньше тепла, чем лампы накаливания, поэтому их можно использовать в светильниках с ограничением уровня температуры. Еще одним преимуществом энергосберегающих ламп является их разная цветовая температура, которая определяет цвет лампы: 2700 К – тёплый белый свет (наиболее близок к свету, излучаемому традиционной лампой накаливания), 4200 К – дневной свет, 6400 К – холодный белый свет.

Энергосберегающие лампы предназначены для освещения офисов, в розничной торговле при освещении торговых залов и выставочных комплексов, а также для местного освещения жилых зданий.

При использовании люминесцентных ламп также может наблюдаться искажение цветопередачи, так как имеется преобладание излучений в сине-фиолетовом и желтом спектре и недостаток излучений в красном и сине-зеленом спектре. Если необходимо особо точное восприятие цветов, то используют лампы с исправленной цветностью типа ЛДЦ, которые обеспечивают удовлетворительную цветопередачу по всему спектру, за исключением оранжево-красной части [3].

Люминесцентные лампы целесообразно применять для общего освещения помещений, в которых производятся работы I – IV разрядов;

для помещений, когда естественное освещение недостаточно или вовсе отсутствует; для помещений, где требуется правильная цветопередача. Желательно применять люминесцентные лампы и для местного освещения.

Дуговые ртутные лампы типа ДРЛ и ДРИ применяют в следующих случаях:

1) для общего освещения производственных помещений высотой более 8 м, в которых не требуется правильной цветопередачи;

2) для освещения территорий промышленных предприятий.

Удельная мощность осветительной нагрузки составляет [4]:

- для наружного освещения – $0,1 \times 10^{-3}$ кВт/м²;
- для внутреннего – 15×10^{-3} кВт/м².

При расчете активной мощности осветительной нагрузки кроме коэффициента спроса выбирается также коэффициент $K_{ПРА}$, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре. Для ламп различных типов коэффициент $K_{ПРА}$ можно выбрать из таблицы 3.

Таблица 3 – Значение коэффициента, учитывающего потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, $K_{ПРА}$

Тип лампы	$K_{ПРА}$
ДРЛ и ДРИ	1,1
Энергосберегающие лампы ПРА	1,2 – 1,25
Энергосберегающие лампы ЭПРА	1,1
Люминисцентные со стартерными схемами включения	1,2
Люминисцентные с бесстартерными схемами включения	1,3 – 1,35
Накаливания	1

Установленную мощность внутреннего освещения каждого цеха $P_{во}$, кВт, рассчитывают как

$$P_{воi} = P_{уд.воi} \cdot F_{ци}, \quad (29)$$

где $P_{уд.воi}$ – удельная мощность внутреннего освещения соответствующего цеха, кВт;

$F_{ци}$ – площадь цеха, м², вычисляемая с учетом масштабного коэффициента A , который определяется по формуле

$$A = \frac{a_{\text{ид}}}{a_{\text{план}}}, \quad (30)$$

где $a_{\text{ид}}$ – размер a , заданный в исходных данных, м;
 $a_{\text{план}}$ – значение размера a , измеренного на плане, см.

Размеры территории промышленного предприятия и отдельных цехов находятся из плана расположения зданий, заданного в исходных данных.

Далее определяют расчетную нагрузку для внутреннего освещения каждого цеха $P_{\text{р.во}}$, кВт:

$$P_{\text{р.во}i} = K_{\text{с}} \cdot K_{\text{пра}} \cdot P_{\text{во}i}, \quad (31)$$

где $K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса (см. с. 20 – 21);
 $K_{\text{пра}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре (табл. 3).

Реактивная мощность внутреннего освещения каждого цеха $Q_{\text{р.во}}$, кВАр:

$$Q_{\text{р.во}i} = P_{\text{р.во}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{oi}}, \quad (32)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{oi}}$ – соответствует типу устанавливаемых ламп и значению их $\cos\varphi_{\text{oi}}$.

Максимальная полная нагрузка внутреннего освещения цеха $S_{\text{р.во}}$, кВА, определяется по (10), где $S_{\text{м}} = S_{\text{р.во}}$, $P_{\text{м}} = P_{\text{р.во}}$ (31);
 $Q_{\text{м}} = Q_{\text{р.во}}$ (32).

На следующем этапе рассчитывают установленную мощность наружного освещения $P_{\text{но}}$, кВт:

$$P_{\text{но}} = P_{\text{удно}} \cdot F_{\text{н}}, \quad (33)$$

где $P_{\text{удно}}$ – удельная мощность наружного освещения, кВт;
 $F_{\text{н}}$ – площадь производственного двора, м², которую вычисляют по формуле

$$F_{\text{н}} = F_3 - \sum_{i=1}^n F_{\text{ц}i}, \quad (34)$$

где F_3 – площадь промышленного предприятия, м²;
 n – количество цехов, площадью $F_{\text{ц}i}$, м².

Расчетная активная нагрузка для наружного освещения $P_{p.но}$, кВт, находится как:

$$P_{p.но} = K_c \cdot K_{пра} \cdot P_{но}. \quad (35)$$

При этом расчетная реактивная нагрузка для наружного освещения $Q_{p.но}$, кВАр, определяется по формуле

$$Q_{p.но} = P_{p.но} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{но}. \quad (36)$$

Максимальная полная осветительная нагрузка для наружного освещения $S_{p.но}$, кВА, вычисляется по (10), где $S_M = S_{p.но}$, $P_M = P_{p.но}$ (35); $Q_M = Q_{p.но}$ (36).

Максимальная активная $P_{мо}$, кВт, и реактивная $Q_{мо}$, кВАр, мощности осветительной нагрузки предприятия, рассчитываются по формулам:

$$P_{мо} = \sum_{i=1}^n P_{p.воi} + P_{p.но}, \quad (37)$$

$$Q_{мо} = \sum_{i=1}^n Q_{p.воi} + Q_{p.но}. \quad (38)$$

Тогда максимальная полная мощность осветительной нагрузки предприятия $S_{мо}$, кВА, определяется по (10), где $S_M = S_{мо}$, $P_M = P_{мо}$ (37);

$$Q_M = Q_{мо} \quad (38).$$

Пример 4. Для авторемонтного завода, состоящего из трех цехов, рассчитать наружную и внутреннюю осветительную нагрузку (см. приложение А).

Определим значения коэффициента спроса K_c для каждого цеха в соответствии с их функциональным назначением:

– для цеха № 1 (мелкий производственный) – $K_c = 1$;

– для цеха № 2 (производственный, состоящий из отдельных больших пролетов) – $K_c = 0,95$;

– для цеха № 3 (склад) – $K_c = 0,6$.

Для наружного освещения коэффициент спроса – $K_c = 1$.

Коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре $K_{пра}$ и коэффициент мощности $\cos\varphi_o$, выбираем для заданного типа

ламп:

- для цеха № 1 (лампы накаливания) – $K_{ПРА} = 1$, $\cos\phi_0 = 1$;
- для цеха № 2 (лампы ДРИ) – $K_{ПРА} = 1,1$, $\cos\phi_0 = 0,55$;
- для цеха №3 (люминесцентные лампы со стартерными схемами включения) – $K_{ПРА} = 1,2$, $\cos\phi_0 = 0,9$.

Для наружного освещения применяются лампы ДРИ с $K_{ПРА} = 1,1$ (см. табл. 3) и коэффициентом мощности $\cos\phi_0 = 0,55$.

Определим площадь каждого цеха, а также площадь промышленного предприятия без учета площадей цехов.

Для этого рассчитаем масштабный коэффициент A (30), измерив предварительно по генеральному плану предприятия значение размера $a_{\text{вид}}$. В рассматриваемом примере $a_{\text{план}} = 1$ см, следовательно:

$$A = \frac{35}{1} = 35.$$

На генеральном плане промышленного предприятия (см. приложение А) отмечаем значения длин сторон в сантиметрах, как показано на рис. 4.

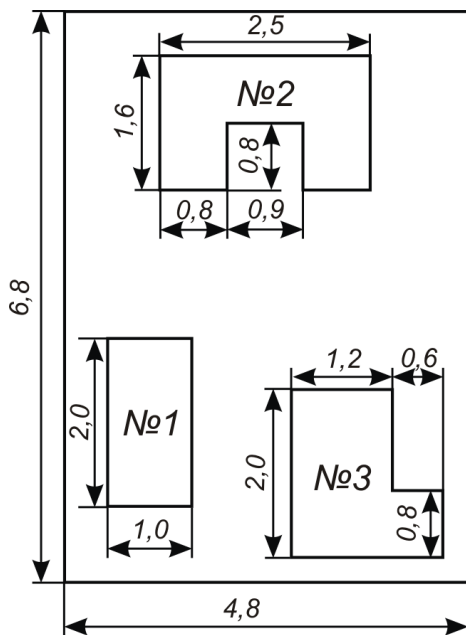


Рис. 4. Генеральный план территории завода

Вычислим площади цехов с учетом масштабного коэффициента:

- для цеха № 1:

$$F_{ц1} = A^2 \cdot a \cdot b = 35^2 \cdot 1 \cdot 2 = 2450 \text{ м}^2;$$

- для цеха № 2:

$$F_{ц2} = 35^2 \cdot 2,5 \cdot 1,6 - 35^2 \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 4018 \text{ м}^2;$$

- для цеха № 3:

$$F_{ц3} = 35^2 \cdot 1,2 \cdot 2 + 35^2 \cdot 0,6 \cdot 0,8 = 3528 \text{ м}^2.$$

Определим для всех цехов установленную мощность внутреннего освещения (29) и расчетную активную нагрузку (31):

$$P_{во1} = 15 \cdot 10^{-3} \cdot 2450 = 36,75 \text{ кВт};$$

$$P_{во2} = 60,27 \text{ кВт}; P_{во3} = 52,92 \text{ кВт};$$

$$P_{р.во1} = 1 \cdot 1 \cdot 36,75 = 36,75 \text{ кВт};$$

$$P_{р.во2} = 62,98 \text{ кВт}; P_{р.во3} = 38,1 \text{ кВт}.$$

Вычислим расчетную реактивную мощность внутреннего освещения цехов (32):

$$Q_{р.во1} = 36,75 \cdot \text{tg}(\arccos(1)) = 0 \text{ кВАр};$$

$$Q_{р.во2} = 95,63 \text{ кВАр}; Q_{р.во3} = 18,45 \text{ кВАр}.$$

Найдем максимальную полную осветительную нагрузку цехов (10):

$$S_{р.во1} = \sqrt{36,75^2 + 0^2} = 36,75 \text{ кВА};$$

$$S_{р.во2} = 114,51 \text{ кВА}; S_{р.во3} = 42,33 \text{ кВА}.$$

Определим площадь авторемонтного завода согласно генеральному плану (см. рис. 4):

$$F_3 = 35^2 \cdot 4,8 \cdot 6,8 = 39984 \text{ м}^2.$$

Площадь производственного двора рассчитаем по (34):

$$F_H = 39984 - (2450 + 4018 + 3528) = 29988 \text{ м}^2.$$

Вычислим установленную мощность наружного освещения (33):

$$P_{но} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 29988 = 3 \text{ кВт}.$$

Найдем для наружного освещения расчетные активную и реактивную нагрузки по (35) и (36):

$$P_{р.но} = 1 \cdot 1,1 \cdot 3 = 3,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.но} = 3,3 \cdot \text{tg}(\arccos(0,55)) = 5,01 \text{ кВАр}.$$

Максимальную полную осветительную нагрузку наружного освещения вычислим по (10):

$$S_{p.но} = \sqrt{3,3^2 + 5,01^2} = 6 \text{ кВА.}$$

Определим максимальные мощности осветительной нагрузки предприятия:

- активную (37):

$$P_{мо} = 36,75 + 62,98 + 38,1 + 3,3 = 141 \text{ кВт;}$$

- реактивную (38):

$$Q_{мо} = 0 + 95,63 + 18,45 + 5,01 = 119 \text{ кВАр.}$$

- полную (10):

$$S_{мо} = \sqrt{141^2 + 119^2} = 185 \text{ кВА.}$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Осветительная нагрузки цехов и предприятия

	Наружная территория	Цех №1	Цех №2	Цех №3	Завод
Площадь, F , м ²	29988	2450	4018	3528	39984
Установленная мощность, P , кВт	3	36,75	60,27	52,92	
Коэффициент спроса K_c	1	1	0,95	0,6	
Коэффициент $K_{пра}$	1,1	1	1,1	1,2	
$\cos\varphi_0$	0,55	1	0,55	0,9	
Расчетная осветительная нагрузка:					
– активная, P_p	3,3	36,75	62,98	38,1	
– реактивная, Q_p	5,01	0	95,63	18,45	
– полная, S_p	6	36,75	114,51	42,33	
Максимальная осветительная нагрузка:					
– активная, $P_{мо}$					141
– реактивная, $Q_{мо}$					119
– полная, $S_{мо}$					185

1.6. Расчет суммарной мощности нагрузки цехов на напряжении 0,4 кВ

Суммарную мощность нагрузки цехов рассчитывают в следующем порядке:

- суммарная максимальная активная мощность цеха $P_{\text{мц}}$, кВт:

$$P_{\text{мц}i} = P_{\text{МиАД}} + P_{\text{мСТ}} + P_{\text{р. во }i} + P_{\text{р. но}} ; \quad (39)$$

- суммарная максимальная реактивная мощность цеха $Q_{\text{мц}}$, кВар:

$$Q_{\text{мц}i} = Q_{\text{МиАД}} + Q_{\text{мСТ}} + Q_{\text{р. во }i} + Q_{\text{р. но}} . \quad (40)$$

Так как напряжение питания СД и ТП отлично от 0,4 кВ (СД питается от шин высокого напряжения 6 (10) кВ, а ТП – от собственного трансформатора), то их нагрузку в расчете суммарной мощности нагрузки соответствующих цехов не учитывают.

Максимальную полную мощность цеха $S_{\text{мц}}$, кВА, определяют по формуле (10), где $S_{\text{м}} = S_{\text{мц}}$, $P_{\text{м}} = P_{\text{мц}}$ (39); $Q_{\text{м}} = Q_{\text{мц}}$ (40).

1.7. Расчет нагрузки цеха с учетом потерь в трансформаторах

Расчетные активную $P_{\Sigma\text{мц}}$, кВт, и реактивную $Q_{\Sigma\text{мц}}$, кВар, нагрузки цехов с учетом потерь в трансформаторах вычисляют следующим образом:

$$P_{\Sigma\text{мц}i} = P_{\text{мц}i} + 0,02 \cdot S_{\text{мц}i} ; \quad (41)$$

$$Q_{\Sigma\text{мц}i} = Q_{\text{мц}i} + 0,1 \cdot S_{\text{мц}i} . \quad (42)$$

Максимальную полную расчетную мощность цеха $S_{\Sigma\text{мц}}$, кВА, определяют по (10), где $S_{\text{м}} = S_{\Sigma\text{мц}}$, $P_{\text{м}} = P_{\Sigma\text{мц}}$ (41); $Q_{\text{м}} = Q_{\Sigma\text{мц}}$ (42).

1.8. Расчет нагрузки для главной понизительной подстанции (ГПП) завода на напряжении 6(10) кВ

Максимальные активную $P_{\text{мз}}$, кВт, и реактивную $Q_{\text{мз}}$, кВар, нагрузки ГПП определяют как сумму всех цеховых нагрузок, а также

нагрузки СД и ТП:

$$P_{M3} = \sum_{i=1}^{N_{ц}} P_{\Sigma_{MЦi}} + P_{M_{ТП}} + P_{M_{СД}}, \quad (43)$$

$$Q_{M3} = \sum_{i=1}^{N_{ц}} Q_{\Sigma_{MЦi}} + Q_{M_{ТП}} + Q_{M_{СД}}, \quad (44)$$

где $N_{ц}$ – число цехов.

Максимальная полная мощность промышленного предприятия S_{M3} , кВА, определяется из (10), где $S_M = S_{M3}$, $P_M = P_{M3}$ (43); $Q_M = Q_{M3}$ (44).

Коэффициент мощности промышленного предприятия $\cos\varphi_3$ определяется как

$$\cos\varphi_3 = \frac{P_{M3}}{S_{M3}}. \quad (45)$$

Пример 5. Рассчитать нагрузку авторемонтного завода, состоящего из трех цехов, используя расчетные данные, представленные в табл. 1, 2, 4 и 5.

При расчете мощности нагрузки цехов отнесем осветительную нагрузку наружного освещения, например, к цеху №3. Определим для каждого цеха суммарную активную (39) и реактивную (40) мощности:

$$P_{MЦ1} = 1869 + 166 + 36,75 + 0 = 2071,75 \text{ кВт};$$

$$P_{MЦ2} = 1744 + 0 + 62,98 + 0 = 1806,98 \text{ кВт};$$

$$P_{MЦ3} = 920 + 0 + 38,1 + 3,3 = 961,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{MЦ1} = 1253 + 212 + 0 + 0 = 1465 \text{ кВАр};$$

$$Q_{MЦ2} = 1210 + 0 + 95,63 + 0 = 1305,63 \text{ кВАр};$$

$$Q_{MЦ3} = 637 + 0 + 18,45 + 5,01 = 660,46 \text{ кВАр}.$$

Рассчитаем максимальную полную мощность цехов (10):

$$S_{MЦ1} = \sqrt{2071^2 + 1465^2} = 2537 \text{ кВА};$$

$$S_{MЦ2} = 2229 \text{ кВА}; \quad S_{MЦ3} = 1166 \text{ кВА}.$$

Вычислим расчетную активную (41) и реактивную (42) мощности цехов с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{\Sigma_{MЦ1}} = 2071,75 + 0,02 \cdot 2537 = 2122 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma_{\text{МЦ}2}} = 1852 \text{ кВт}; P_{\Sigma_{\text{МЦ}3}} = 985 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma_{\text{МЦ}1}} = 1465 + 0,1 \cdot 2537 = 1719 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\Sigma_{\text{МЦ}2}} = 1529 \text{ кВАр}; Q_{\Sigma_{\text{МЦ}3}} = 777 \text{ кВАр}.$$

Найдем максимальную полную мощность цехов с учетом потерь в трансформаторах (10):

$$S_{\Sigma_{\text{МЦ}1}} = \sqrt{2122^2 + 1719^2} = 2731 \text{ кВА};$$

$$S_{\Sigma_{\text{МЦ}2}} = 2402 \text{ кВА}; S_{\Sigma_{\text{МЦ}3}} = 1255 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем расчетную активную, реактивную (44) и максимальную полную (10) нагрузку для ГПП:

$$P_{\text{МЗ}} = 2122 + 1852 + 985 + 330 + 2500 = 7789 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{МЗ}} = 1719 + 1529 + 777 + 230 + 1483 = 5738 \text{ кВАр};$$

$$S_{\text{МЗ}} = \sqrt{7789^2 + 5738^2} = 9674 \text{ кВА}.$$

При этом коэффициент мощности предприятия (45):

$$\cos \varphi_3 = \frac{7789}{9674} = 0,8.$$

Результаты расчетов максимальных нагрузок заносятся в сводную табл. 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов максимальных нагрузок промышленного предприятия

Электрические приемники		P, кВт	Q, кВАр	S, кВА
Асинхронные двигатели ($U_n = 0,4 \text{ кВ}$)	Цех № 1	1869	1253	2250
	Цех № 2	1744	1210	2123
	Цех № 3	920	637	1119
Сварочные трансформаторы в цехе № 1 ($U_n = 0,4 \text{ кВ}$)		166	212	269
Синхронный двигатель в цехе № 2 ($U_n = 10,5 \text{ кВ}$)		2500	1483	2907
Тиристорный преобразователь для ЭП постоянного тока в цехе № 3 ($U_n = 0,66 \text{ кВ}$)		330	230	402
Осветительная Нагрузка ($U_n = 0,23 \text{ кВ}$)	Цех № 1	36,75	0	36,75
	Цех № 2	62,98	95,63	114,51
	Цех № 3	38,1	18,45	42,33
	наружное	3,3	5,01	6

Продолжение табл. 5

Электрические приемники		P , кВт	Q , кВАр	S , кВА
Суммарная мощность	Цех № 1	2071,75	1465	2537
	Цех № 2	1806,98	1305,63	2229
	Цех № 3	961,4	660,46	1166
Расчетная мощность с учетом потерь в трансформаторах	Цех № 1	2122	1719	2731
	Цех № 2	1852	1529	2402
	Цех № 3	985	777	1255
Мощность, потребляемая предприятием		7789	5738	9674
Коэффициент мощности предприятия, $\cos\varphi_p$		0,8		

2. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ И МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЦЕХОВЫХ И ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИЙ

2.1. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Определение числа N_0 и мощности $S_{нт}$ цеховых трансформаторов осуществляется путем проведения технико-экономических расчетов с учетом:

- категории надежности электроснабжения потребителей;
- компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийных режимах;
- шага стандартных мощностей;
- режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Однотрансформаторные подстанции рекомендуются к установке при наличии в цехе приемников электрической энергии, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки складского резерва, или при резервировании, осуществляемом по шинам низшего напряжения от соседних трансформаторных подстанций. Эти подстанции допустимы для потребителей III и II категории, а так же при наличии в сети 380 – 660 В небольшого количества (до 20 %) потребителей I категории.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в

следующих случаях:

- при наличии потребителей I категории или особой группы потребителей;
- для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорные и насосные станции);
- для цехов с высокой удельной плотностью нагрузки $\sigma_n > (0,5 \div 0,7)$ кВА/м².

Для двухтрансформаторных подстанций также необходим складской резерв для быстрого восстановления нормального питания потребителей в случае выхода из строя одного трансформатора на длительный срок. Оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить электроснабжение всех потребителей I категории на время замены поврежденного трансформатора.

Цеховые трансформаторные подстанции (ЦТП) с количеством трансформаторов более двух используются только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В соответствии с ГОСТ 14209 – 85 цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности $S_{\text{пт}}$: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 4000 кВА.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки σ_n , кВА/м² и максимальной полной расчетной мощности цеха $S_{\Sigma\text{ц}}$, вычисленной в разделе 1.7, кВ·А:

$$\sigma_{n i} = \frac{S_{\Sigma\text{ц}i}}{F_{\text{ц}i}}, \quad (46)$$

где $F_{\text{ц}i}$ – площадь цеха, м², вычисленная в разделе 1.5.

При плотности нагрузки напряжением 380 В $\sigma_n > (0,2 \div 0,3)$ кВА/м² и суммарной нагрузке $S_{\Sigma\text{ц}} > (3000 \div 4000)$ кВ·А целесообразно применять цеховые трансформаторы мощностью соответственно $S_{\text{пт}} = (1000 \div 2500)$ кВ·А. При удельной плотности и суммарной нагрузке ниже указанных значений наиболее экономичны трансформаторы мощностью до 1000 кВ·А. [5].

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме. Рекомендуется принимать

следующие значения коэффициента загрузки трансформаторов:

- $k_3 = 0,65 \div 0,7$ – при преобладании нагрузок I категории для двухтрансформаторных подстанций;
- $k_3 = 0,7 \div 0,8$ – при преобладании нагрузок II категории для однотрансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении;
- $k_3 = 0,9 \div 0,95$ – при преобладании нагрузок II категории и наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов и при нагрузках III категории.

С учетом изложенных выше рекомендаций выбираем минимальное возможное число трансформаторов N_{\min} и рассчитываем их единичную мощность при известной расчетной активной нагрузке цеха с учетом потерь в трансформаторах $P_{\Sigma_{\text{мц}}}$, кВт, (41).

$$S_{\text{нт}} = \frac{P_{\Sigma_{\text{мц}} i}}{k_3 \cdot N_{\min}}. \quad (47)$$

Затем по табл. П В.1 приложения В или из [10] выбираем трансформатор соответствующей мощности $S_{\text{нт } \phi}$, после чего пересчитываем их число N_0 по формуле

$$N_{0 i} = \frac{P_{\Sigma_{\text{мц}} i}}{k_3 \cdot S_{\text{нт } \phi}} + \Delta N, \quad (48)$$

где ΔN – добавка до ближайшего целого числа N_0 .

Следует стремиться, чтобы значение ΔN находилось в пределах $0,1 \div 0,3$. При значении $\Delta N > 0,3$ увеличиваются потери трансформатора при работе в нормальном режиме, а при $\Delta N < 0,1$ через трансформатор возможно передать малое значение реактивной мощности из сети напряжением 6 (10) кВ. Это практически всегда ведет к обязательной установке компенсирующих устройств на стороне 0,4 кВ. Если ΔN не находится в указанных пределах, то необходимо число трансформаторов увеличить на единицу и пересчитать их мощность.

По выбранному числу и мощности трансформаторов находится наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть напряжением до 1 кВ $Q_{\text{т}}$, кВАр:

$$Q_{\text{т} i} = \sqrt{(N_{0 i} \cdot k_3 \cdot S_{\text{нт } \phi})^2 - P_{\Sigma_{\text{мц}} i}^2}. \quad (49)$$

2.2. Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

Наиболее часто ГПП промышленных предприятий выполняют двухтрансформаторными. Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы.

Выбор номинальной мощности одного трансформатора ГПП $S_{нГГПП}$, если их два или более, определяют из условия:

$$S_{нГГПП} \geq \frac{S_{МЗ}}{N_{ГПП} \cdot k_3}, \quad (50)$$

где $S_{МЗ}$ – максимальная полная мощность промышленного предприятия, вычисленная в разделе 1.8, кВА;

$N_{ГПП}$ – число трансформаторов, установленных на ГПП.

Для ГПП промышленных предприятий используют трансформаторы с номинальной мощностью $S_{нГГПП}$: 4; 6,3; 10; 16; 25; 40 или 63 МВ·А (см. табл. П В.1 приложения В или [10]).

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей III категории:

$$1,4 \cdot S_{нГГПП} \geq S_{МЗ}. \quad (51)$$

Пример 6. Рассчитать мощность трансформаторов, установленных на ГПП авторемонтного завода (см. данные в таблицах 4 и 5). Выбор типа трансформаторов и их необходимое количество показан на примере цеховой подстанции №1 (ЦТП №1).

Определим удельную плотность нагрузки цеха №1 по (46):

$$\sigma_{н1} = \frac{2731}{2450} = 1,1 \text{ кВА/м}^2.$$

Так как удельная плотность нагрузки $\sigma_{н1} > 0,7 \text{ кВА/м}^2$, то рекомендуется установить на ЦТП №1 не менее двух трансформаторов.

Рассчитаем единичную мощность одного трансформатора с коэффициентом загрузки $k_3 = 0,9$ с учетом преобладания электроприемников второй категории (см. приложение А) по (47):

$$S_{\text{нт}} = \frac{2122}{0,9 \cdot 2} = 1179 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Вычисленное значение $S_{\text{нт}}$ округляем до ближайшего стандартного значения из ряда номинальных мощностей трансформаторов, приведенного на стр. 32 и принимаем трансформатор мощностью $S_{\text{нт} \phi} = 1250 \text{ кВА}$.

Уточним минимальное число трансформаторов, устанавливаемых в ЦТП № 1 по (48):

$$N_{01} = \frac{2122}{0,9 \cdot 1250} + 0,1 = 2.$$

Таким образом, в ЦТП № 1 установим два трехфазных сухих с литой изоляцией трансформатора типа ТСЛ – 1250/10, мощностью $S_{\text{нт} \phi} = 1250 \text{ кВА}$, с обмоткой высокого напряжения 10 кВ, равного напряжению линии подключения СД (см. приложение А).

Находим наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через один трансформатор в сеть напряжением до 1 кВ (49):

$$Q_{T1} = \sqrt{(2 \cdot 0,9 \cdot 1250)^2 - 2122^2} = 748 \text{ кВАр}.$$

Так как на авторемонтном заводе в цехе № 2 преобладают электроприемники категории 1, то коэффициент загрузки трансформаторов, установленных на ГПП, будет равен коэффициенту загрузки этого цеха $k_3 = 0,65$ (см. табл. 6).

Определим номинальную мощность одного трансформатора, установленного на ГПП (50):

$$S_{\text{нтГПП}} = \frac{9674}{2 \cdot 0,65} = 7442 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, на ГПП промышленного предприятия установим два трансформатора с номинальной мощностью $S_{\text{нтГПП}} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ с обмоткой высокого напряжения, равного напряжению питающей линии $U_{C1} = 35 \text{ кВ}$ и низким напряжением 10 кВ, равным напряжению подключения СД и трансформатора для питания ТП (см. приложение А) типа ТДНС – 10000/35 с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и наличия в системе регулирования напряжения.

В условиях аварийного отключения оставшийся в работе трансформатор проверим на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей третьей категории надежности по (51):

$$1,4 \cdot 10000 = 14000 > 9674 \text{ кВА}.$$

Условие выполняется.

Результаты расчетов числа и мощности силовых трансформаторов для

ЦТП №1 – ЦТП №3 и ГПП сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Число и мощность трансформаторов в ЦТП и ГПП

	ЦТП №1	ЦТП №2	ЦТП №3	ГПП
Категория	2	1	3	
Максимальная полная расчетная мощность цеха с учетом потерь в трансформаторах, $S_{\Sigma ц}$, кВА	2731	2402	1255	
Активная мощность цеха с учетом потерь в трансформаторах, $P_{\Sigma ц}$, кВт	2122	1852	985	
Максимальная полная мощность промышленного предприятия, $S_{мз}$, кВА				9674
Производственная площадь, F , м ²	2450	4018	3528	
Плотность нагрузки, σ_n	1,1	0,6	0,36	
Коэффициент загрузки, k_z	0,9	0,65	0,9	0,65
Принятая мощность трансформатора, $S_{нт ф}$	1250	1600	1250	10000
Количество трансформаторов	2	2	1	2
Тип трансформатора	ТСЛ – 1250/10	ТСЛ – 1600/10	ТСЛ – 1250/10	ТДНС – 10000/35
Реактивная мощность, передаваемая в сеть до 1 кВ, Q_r	748	947	544	

2.3. Выбор места расположения цеховых подстанций и ГПП

Для построения рациональной схемы электроснабжения промышленного предприятия большое значение имеет правильное размещение ЦТП и ГПП. Подстанции всех мощностей должны быть максимально приближены к центрам электрических нагрузок (ЦЭН). Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели схемы электроснабжения по расходу электроэнергии и проводниковых материалов.

Для определения места расположения ЦТП и ГПП используют картограмму электрических нагрузок. Она представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, площади которых соответствуют в выбранном масштабе расчетным нагрузкам цехов. Центр каждой окружности цеха совпадает с центром нагрузок этого цеха.

Картограмма нагрузок позволяет установить наиболее выгодное месторасположение ЦТП и ГПП и максимально сократить протяженность распределительных сетей.

На генеральном плане предприятия откладываются произвольно оси координат x и y . Центры тяжести геометрических фигур, отвечающих конфигурации цеха, принимаются совпадающими с центром их электрической нагрузки x_c и y_c , координаты которого определяют по формулам, м:

$$x_{ci} = \frac{M_{yi}}{m}; \quad y_{ci} = \frac{M_{xi}}{m}, \quad (52)$$

где $M_{xi} = \iint y \cdot \sigma(x,y) dx dy$, $M_{yi} = \iint x \cdot \sigma(x,y) dx dy$ – моменты вращения геометрической фигуры по оси x и y соответственно;

$m = \iint \sigma(x,y) dx dy$ – масса фигуры;

$\sigma(x,y) = \text{const}$ – плотность фигуры с равномерным распределением нагрузки.

Координаты условного центра активных (x_{oa} , y_{oa}), для определения места расположения ГПП, и реактивных (x_{op} , y_{op}), для определения места расположения средств компенсации реактивной мощности на стороне 6 (10) кВ электрических нагрузок предприятия, определяются по формулам, м:

$$x_{oa} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{мци}} \cdot x_{ci})}{\sum_{i=1}^n P_{\text{мци}}}; \quad y_{oa} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{мци}} \cdot y_{ci})}{\sum_{i=1}^n P_{\text{мци}}}; \quad (53)$$

$$x_{op} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{мци}} \cdot x_{ci})}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{мци}}}; \quad y_{op} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{мци}} \cdot y_{ci})}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{мци}}}. \quad (54)$$

Необходимо отметить, что месторасположение ГПП уточняется с учетом наличия ограничений по прокладке электрических сетей (например, площадь промышленного предприятия стеснена различными ком-

муникациями, сооружениями). Поэтому при выборе места расположения ГПП определяющими могут оказаться условия, зависящие от технологического процесса. К таким производствам относятся коксохимические заводы, заводы огнеупоров, мартеновские цехи и др. Если в курсовом проекте рассчитанные координаты месторасположения ГПП совпадают с железной дорогой или цехом, то необходимо их скорректировать и перенести ГПП так, чтобы она находилась на свободной территории.

Радиусы активной r_{ai} и реактивной r_{pi} нагрузок определяются по формулам:

$$r_{ai} = \frac{1}{A} \cdot \sqrt{\frac{P_M}{\pi}}; \quad r_{pi} = \frac{1}{A} \cdot \sqrt{\frac{Q_M}{\pi}}. \quad (55)$$

где A – масштабный коэффициент, вычисленный по (30);

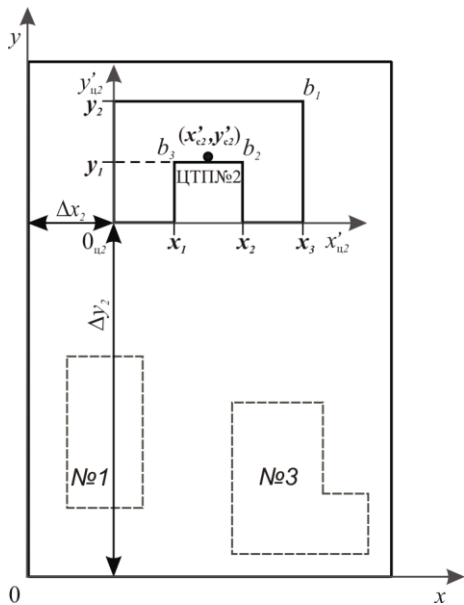
P_M – максимальная активная нагрузка, кВт. При этом $P_M = P_{ми}$ – для отдельных цехов, рассчитанная по (39), а $P_M = P_{мз}$ – для предприятия, найденная по (43);

Q_M – максимальная реактивная нагрузка, кВар. При этом $Q_M = Q_{ми}$ – для отдельных цехов, рассчитанная по (40), а $Q_M = Q_{мз}$ – для промышленного предприятия, найденная по (44).

Координаты центров и окружности, площади которых пропорциональны нагрузкам соответствующих цехов, наносят на генеральный план предприятия. Далее выполняют разводку кабелей от ГПП к ЦТП каждого цеха, а также дополнительные линии связи между ЦТП.

Пример 7. Определить места расположения ГПП и ЦТП. Нанести трассы прокладки кабельных линий от ГПП к ЦТП каждого цеха (данные активных и реактивных мощностей цехов см. в таблице 5).

Месторасположение ЦТП и расчет ЦЭН показаны на примере цеха № 2. Для этого целесообразно выбрать систему координат $(x'_{ц2}, y'_{ц2})$, начало которой соответствует нижнему левому углу рассматриваемого цеха. Цех № 2 представляет собой сложную геометрическую фигуру, которую можно разбить на два простых прямоугольника, как показано на рис. 5: $\square O_{ц2} x_3 b_1 y_2$ и $\square x_1 x_2 b_2 b_3$. Значения координат прямоугольников в сантиметрах (см. рис. 4) и с учетом масштабного коэффициента A представлены в таблице на рис. 5:



Цех № 2	см	м
x_1	0,8	28
x_2	1,7	59,5
x_3	2,5	87,5
y_1	0,8	28
y_2	1,6	56
Δx_2	1,1	38,5
Δy_2	4,6	161

Рис. 5. К определению месторасположения ЦТП № 2 на генеральном плане авторемонтного завода

Определим ЦЭН для цеха № 2 по (52):

– масса фигуры m_2 будет равна

$$\begin{aligned}
 m_2 &= \sigma \int_0^{x_3} dx \cdot \int_0^{y_2} dy - \sigma \int_{x_1}^{x_2} dx \cdot \int_0^{y_1} dy = \\
 &= \sigma [(87,5 - 0) \cdot (56 - 0) - (59,5 - 28) \cdot (28 - 0)] = 4018\sigma;
 \end{aligned}$$

– момент вращения по оси x , M_{x2}

$$\begin{aligned}
 M_{x2} &= \sigma \int_0^{x_3} dx \cdot \int_0^{y_2} y \cdot dy - \sigma \int_{x_1}^{x_2} dx \cdot \int_0^{y_1} y \cdot dy = \\
 &= \sigma \left[(87,5 - 0) \cdot \left(\frac{56^2 - 0^2}{2} \right) - (59,5 - 28) \cdot \left(\frac{28^2 - 0^2}{2} \right) \right] = 124852\sigma;
 \end{aligned}$$

– момент вращения по оси y , M_{y2}

$$M_{y2} = \sigma \int_0^{x_3} x \cdot dx \cdot \int_0^{y_2} dy - \sigma \int_{x_1}^{x_2} x \cdot dx \cdot \int_0^{y_1} dy =$$

$$= \sigma \left[\left(\frac{87,5^2 - 0^2}{2} \right) \cdot (56 - 0) - \left(\frac{59,5^2 - 28^2}{2} \right) \cdot (28 - 0) \right] = 175787,5\sigma;$$

– координаты ЦЭН цеха № 2 (x'_{c2}, y'_{c2})

$$x'_{c2} = \frac{M_{y2}}{m_2} = \frac{175787,5\sigma}{4018\sigma} = 43,75 \text{ м}; \quad y'_{c2} = \frac{M_{x2}}{m_2} = \frac{124852\sigma}{4018\sigma} = 31 \text{ м}.$$

Координаты ЦЭН цеха № 2 наносим на генеральный план авторемонтного завода, как показано на рис. 5.

Для расчета места расположения ГПП пересчитываем полученные координаты ЦЭН цеха № 2 относительно общей системы координат (x, y), за начало которой принимаем нижний левый угол территории предприятия (см. рис. 5), по формулам:

$$x_{ci} = x'_{ci} + \Delta x_i,$$

$$y_{ci} = y'_{ci} + \Delta y_i,$$

где $\Delta x_i, \Delta y_i$ – расстояние между началами систем координат предприятия (x, y) и соответствующего цеха (x'_{ci}, y'_{ci}), м.

Тогда координаты ЦЭН цеха № 2 равны (см. таблицу на рис. 5):

$$x_{c2} = 43,75 + 38,5 = 82,25 \text{ м}; \quad y_{c2} = 31 + 161 = 192 \text{ м}.$$

Определим координаты условного месторасположения ГПП (53):

$$x_{oa} = \frac{2071,75 \cdot 35 + 1806,98 \cdot 82,25 + 961,4 \cdot 110,25}{2071,75 + 1806,98 + 961,4} = 67,6 \text{ м}; \quad y_{oa} = 108,5 \text{ м}.$$

Место, в котором целесообразно выполнить установку компенсирующих устройств со стороны высокого напряжения ЦТП, рассчитываем по (54):

$$x_{op} = \frac{1465 \cdot 35 + 1305,63 \cdot 82,25 + 660,46 \cdot 110,25}{1465 + 1305,63 + 660,46} = 67,5 \text{ м}; \quad y_{op} = 109,5 \text{ м}.$$

Вычислим по (55) радиусы активной и реактивной нагрузок:

- для цеха № 2:

$$r_{a2} = \frac{1}{35} \cdot \sqrt{\frac{1806,98}{\pi}} = 0,7 \text{ см}; \quad r_{p2} = \frac{1}{35} \cdot \sqrt{\frac{1305,63}{\pi}} = 0,6 \text{ см};$$

- для промышленного предприятия:

$$r_a = \frac{1}{35} \cdot \sqrt{\frac{7789}{\pi}} = 1,4 \text{ см}; \quad r_p = \frac{1}{35} \cdot \sqrt{\frac{5738}{\pi}} = 1,2 \text{ см}.$$

Значения координат ЦЭН и радиусов окружностей, соответствующих величинам электрических нагрузок всех ЦТП и промышленного предприятия, сводим в таблицу 7 и отмечаем их на генеральном плане авторемонтного завода, как

показано на рис. 6. Также наносим трассы прокладки кабельных линий от ГПП к ЦТП каждого цеха, длина l которых рассчитывается по формуле

$$l_i = l_x + l_y,$$

где l_x, l_y – длина кабельной линии по осям x и y соответственно, м.

Тогда, длина кабельной линии от ЦТП № 2 до ГПП равна (см. рис. 6):

- по оси x

$$l_{x2} = 0,3 \text{ см, что соответствует } l_{x2} = 0,3 \cdot 35 = 10,5 \text{ м;}$$

- по оси y

$$l_{y2} = 2,5 \text{ см, что соответствует } l_{y2} = 2,5 \cdot 35 = 87,5 \text{ м.}$$

- ее длина

$$l_2 = 10,5 + 87,5 = 98 \text{ м.}$$

Значения длин кабельных линий от ГПП ко всем ЦТП сводим в табл. 7.

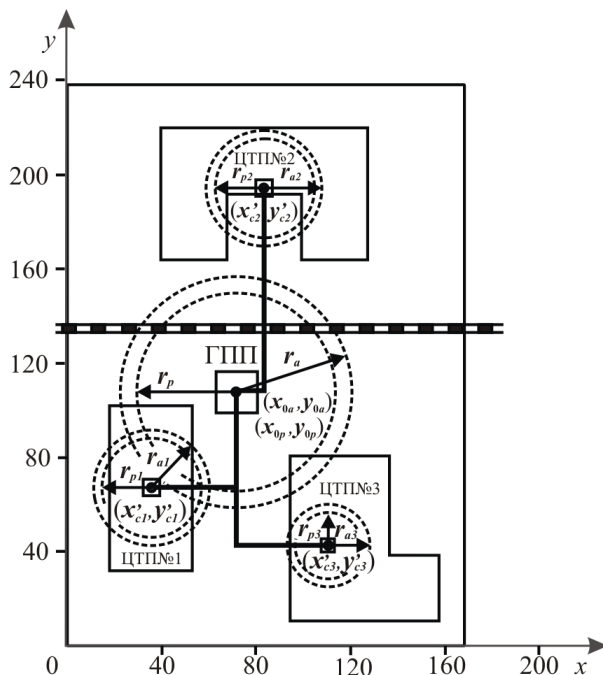


Рис. 6. Месторасположение ЦТП и ГПП на генеральном плане авторемонтного завода с указанием центров активных и реактивных электрических нагрузок и трассами прокладки кабельных линий

Таблица 7 – Результаты расчетов месторасположения ЦТП и ГПП

		Цех № 1	Цех № 2	Цех № 3
Координаты ЦЭН цехов относительно системы координат (x, y) , м	x_c	35	88,5	110,25
	y_c	66,5	192	42
Радиусы окружностей электрических нагрузок цехов, см	r_{ai}	0,7	0,7	0,5
	r_{pi}	0,6	0,6	0,4
Координаты ЦЭН активной нагрузки промышленного предприятия, м	x_{oa}	67,6		
	y_{oa}	108,5		
Координаты ЦЭН реактивной нагрузки промышленного предприятия, м	x_{op}	67,5		
	y_{op}	109,5		
Радиусы окружностей электрических нагрузок промышленного предприятия, см	r_a	1,4		
	r_p	1,2		
Длина кабельной линии, м	l	70	98	101

3. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Внешнее электроснабжение

Внешнее электроснабжение предприятия по условиям бесперебойности осуществляют по двум и более питающим линиям, присоединенным к подстанциям энергосистемы. Эти линии должны по возможности получить питание от независимых источников. К независимым источникам питания относятся такие, на которых сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках. Независимыми источниками являются шины распределительных устройств (РУ) двух электростанций или подстанций. Если две секции сборных шин получают питание от независимых источников и секции не связаны между собой или имеют автоматический выключатель, действующий при повреждении одной секции, то эти секции также считаются независимыми источниками.

Питающие линии и внешнего и внутреннего электроснабжения бывают воздушные и кабельные. Воздушные линии дешевле, поэтому кабельные применяются в том случае, когда невозможно проложить воз-

душные (стесненность площадки предприятия, территории города с плотной застройкой и т.п).

Потребители I категории и большая часть потребителей II категории должны иметь не менее двух питающих линий. Потребители III категории могут иметь одну питающую линию.

При небольшой потребляемой мощности ($800 \div 3000$) кВт, компактном расположении потребителей и отсутствии особых требований к бесперебойности электроснабжения (II и III категории) вся электроэнергия может быть подведена к одному распределительному пункту, например, ГПП. При большой мощности и значительной разбросанности приемников, а также повышенных требованиях надежности питание следует подводить к двум и более приемным пунктам. От ГПП электроэнергия распределяется по ЦТП и к индивидуальным электрическим приемникам высокого напряжения, например СД или тиристорным преобразователям мощных электроприводов постоянного тока.

3.2 Внутреннее электроснабжение

К внутреннему электроснабжению относятся ГПП и ЦТП, электрическая сеть на территории предприятия и цехов. ГПП располагают на территории предприятия на ближайшем свободном месте к центру электрических нагрузок. Внутризаводское распределение электроэнергии выполняют по магистральной, радиальной или смешанной схеме. Выбор схемы определяется категорией надежности потребителей электроэнергии, их территориальным размещением, особенностями режимов работы.

Радиальными схемами являются такие, в которых электроэнергия от источника питания передается непосредственно к ЦТП, без ответвлений для питания других потребителей. Такие схемы обладают большим количеством отключающей аппаратуры и, как правило, имеют значительное число питающих линий. Радиальная схема (рис. 7) обеспечивает питание потребителей I, II или III категории. Чаще применяют радиальные схемы с числом ступеней не более двух.

Одноступенчатые радиальные схемы применяют на небольших и средних по мощности предприятиях для питания сосредоточенных потребителей, расположенных в различных направлениях от центра питания.

Радиальные схемы обеспечивают глубокое секционирование всей системы электроснабжения, начиная от источников питания и заканчивая сборными шинами до 1 кВ ЦТП.

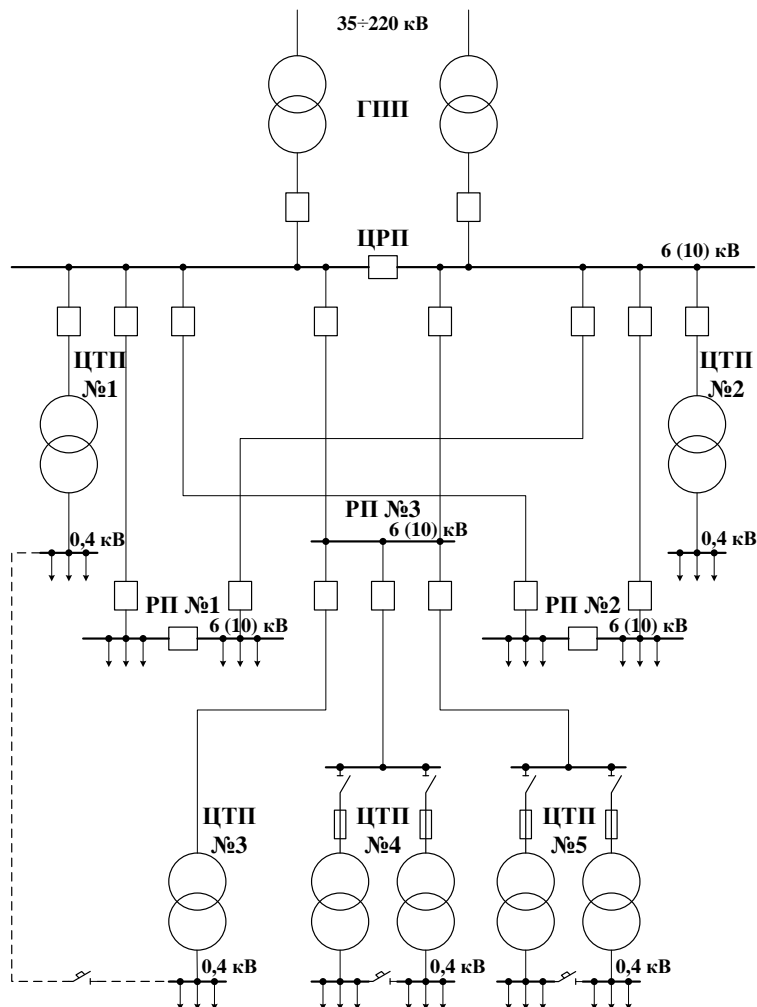


Рис. 7. Радиальная схема питания промышленного предприятия для внутреннего электроснабжения

Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными распределительными пунктами (РП) применяют на предприятиях больших и средних мощностей для питания крупных пунктов потребления электроэнергии, так как нецелесообразно загружать основной центр питания предприятия с дорогими ячейками РУ большим количеством мелких отходящих линий. От вторичных РП питание подается на ЦТП без сборных шин высшего напряжения. В этом случае используют глухое присоединение трансформаторов или предусматривают выключатель нагрузки. Коммутационно-защитную аппаратуру при этом устанавливают на РП.

Глухое присоединение цехового трансформатора (без коммутационной аппаратуры 6 (10) кВ) производят при радиальном питании кабельными линиями (блок-линия – цеховой трансформатор). Исключения составляют случаи питания от источника, находящегося в ведении другой организации, питания от весьма удаленного источника и необходимость установки аппаратуры по условиям защиты и безопасности. Сборные шины на ЦТП не делают [6].

Радиальные схемы надежны, поэтому они применяются при питании подстанций с крупными сосредоточенными нагрузками I и II категорий. Радиальное питание осуществляется от двухтрансформаторных подстанций (без шин высокого напряжения) от ГПП. Пропускная способность питающих линий рассчитывается на покрытие всех нагрузок при нормальном режиме и ответственных нагрузок, требующих бесперебойного питания, а также в аварийном режиме, когда выходит из работы одна линия. При отсутствии точных данных о характере нагрузок каждая линия выбирается на 60–80 % от суммарной нагрузки всей подстанции. При питании по радиальным линиям однострансформаторных ЦТП резервирование небольших ответственных потребителей может осуществляться по низкой стороне при помощи коротких кабельных линий.

Магистральные схемы распределения электроэнергии (рис.8) целесообразно применять при расположении подстанций на территории предприятия, близкого к линейному, что способствует прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителей и тем самым сокращению длины магистрали. Основное преимущество магистральной схемы заключается в сокращении звеньев коммутации.

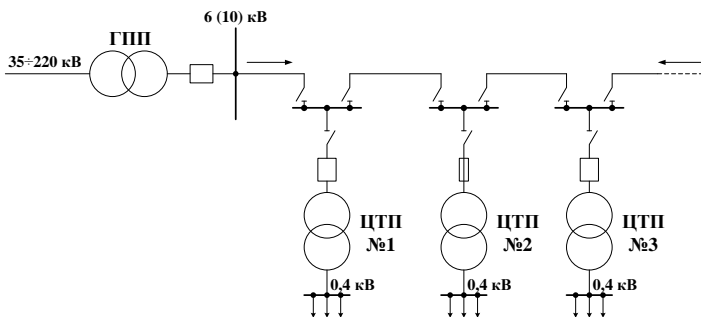


Рис. 8. Магистральная схема питания промышленного предприятия для внутреннего электроснабжения

Недостатком магистральных схем является более низкая надежность по сравнению с радиальными схемами, так как исключается возможность резервирования на низшем напряжении однострановых подстанций при питании их по одной магистрали.

Существует много разновидностей и модификаций магистральных схем, которые с учетом степени надежности делят на две группы: одиночные магистрали и схемы с двумя и более сквозными магистралями.

При магистральных схемах питания ЦТП на вводе к трансформатору устанавливают более дешевую коммутационную аппаратуру в виде выключателя нагрузки или разъединителя. Если требуется обеспечить избирательное отключение трансформатора при его повреждении или если защита на главном выключателе не чувствительна при повреждении трансформатора, то последовательно с выключателем нагрузки или разъединителем устанавливают предохранитель типа ПК, предназначенный для отключения поврежденного трансформатора без нарушения работы остальных.

В практике проектирования и эксплуатации промышленных предприятий встречаются схемы, построенные не только по радиальному или только магистральному принципу питания. Обычно крупные и ответственные потребители или приемники питаются по радиальной схеме. Средние и мелкие потребители группируются, их питание проектируется по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями.

4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Одной из основных задач, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, является компенсация реактивной мощности (КРМ).

Передача значительного количества реактивной мощности от энергосистемы к потребителям приводит к дополнительным потерям активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленным загрузкой их реактивной мощностью; дополнительным потерям напряжения в питающих сетях; увеличению числа и мощности силовых трансформаторов и сечения питающих линий.

КРМ с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь и повышения эффективности электроустановок предприятий.

Согласно [7] при выборе средств КРМ в системах электроснабжения промышленных предприятий необходимо различать по функциональным признакам две группы промышленных сетей в зависимости от состава их нагрузок:

- сети общего назначения (сети с режимом прямой последовательности основной частоты 50 Гц). Средствами КРМ в этих сетях являются батареи конденсаторов (низшего напряжения – БКН и высшего напряжения – БКВ) и синхронные двигатели (СД). Компенсирующие устройства могут размещаться в сетях напряжением до 1000 В и выше;

- сети со специфическими нелинейными, несимметричными и резкопеременными нагрузками.

В курсовом проекте рассматривается первая группа промышленной сети, так как в исходных данных отсутствуют потребители с нелинейными и резкопеременными нагрузками. К сетям напряжением до 1 кВ на промышленных предприятиях подключается большая часть потребителей реактивной мощности, например, трехфазные асинхронные двигатели, тиристорные преобразователи электроприводов постоянного тока малой и средней мощностей. Коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$ на

стороне низкого напряжения (НН) обычно не превышает 0,8. Сети напряжением 380 – 660 В электрически более удалены от источников питания, поэтому передача реактивной мощности в сеть НН требует увеличения сечений проводов и кабелей, повышения мощности силовых трансформаторов и сопровождается потерями активной мощности и напряжения. Затраты, обусловленные перечисленными факторами, можно уменьшить или совсем устранить, если осуществлять КРМ непосредственно в сети НН.

Нескомпенсированная реактивная нагрузка НН покрывается потоком реактивной мощности из сети со стороны высокого напряжения (ВН) Q_T . При решении задачи КРМ требуется установить оптимальное соотношение между генерацией реактивной мощности источниками НН и ВН и потерями электроэнергии на передачу Q_T из сети ВН в сеть НН.

4.1. Расчет мощности компенсирующих устройств в сетях промышленного предприятия

Мощность всех компенсирующих устройств (КУ), которую необходимо установить на предприятии, зависит от его максимальной реактивной нагрузки $Q_{мз}$, вычисленной по (44), и от входной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы $Q_{з1}$.

Входная реактивная мощность $Q_{з1}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы.

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности КУ $Q_{м1}$, кВАр, равна:

$$Q_{м1} = K_{нс.в} \cdot Q_{мз}, \quad (56)$$

где $K_{нс.в}$ – коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольших активной нагрузки энергосистемы и максимальной реактивной нагрузки промышленного предприятия.

Значение коэффициента несовпадения $K_{нс.в}$ для объединенных энергосистем (ОЭС) принимают в зависимости от отрасли промышленности:

Нефтеперерабатывающая, текстильная	0,95;
Черная и цветная металлургия, химическая, нефтедобывающая, пищевая, строительных материалов, бумажная	0,90;
Угольная, газовая, машиностроительная и металлообрабатывающая	0,85;
Торфоперерабатывающая, деревообрабатывающая	0,80;
Прочие	0,75.

Значения наибольшей суммарной реактивной Q_{M1} и расчетной активной P_{M3} , вычисленной по (43), нагрузок сообщают в энергосистему. Это требуется для определения экономически оптимальной реактивной (входной) мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно Q_{31} и Q_{32} . При этом входная реактивная мощность Q_{31} определяется как

$$Q_{31} = \alpha \cdot P_{Mф}, \quad (57)$$

где α – коэффициент, зависящий от величины напряжения подстанций на высокой стороне: $\alpha = 0,23$, при $U_{C1} = 35$ кВ; $\alpha = 0,28$, при $U_{C1} = 110 - 150$ кВ; $\alpha = 0,37$, при $U_{C1} = 220 - 330$ кВ;

$P_{Mф}$ – 30 – минутный максимум нагрузки предприятия в часы максимума активной нагрузки предприятия энергосистемы, принимаемый $P_{Mф} = P_{M3}$.

Практически во всех случаях $Q_{32} \approx 0$. [8]

Таким образом, реактивную мощность, которую необходимо скомпенсировать, или же суммарную мощность КУ $Q_{к\sum}$ определяют по балансу реактивной мощности на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в период ее наибольшей активной нагрузки:

$$Q_{к\sum} = Q_{M1} - Q_{31}. \quad (58)$$

Для предприятий с суммарной мощностью всех трансформаторов ГПП и ЦТП менее 750 кВА значение $Q_{к\sum}$ задается непосредственно энергосистемой и является обязательным при выполнении проекта электроснабжения предприятия.

Баланс реактивной мощности на стороне низкого напряжения ГПП в узле 6 (10) кВ промышленного предприятия в общем случае представлен на рис. 9 и выражается соотношением:

$$Q_B - Q_{\Sigma 1} - Q_{СК} - Q_{ТЭЦ} - Q_{\Sigma СД} - Q_{БКВ} = 0, \quad (59)$$

где $Q_{СК}$ – реактивная мощность синхронных компенсаторов (СК);

$Q_{ТЭЦ}$ – реактивная мощность синхронных генераторов;

$Q_{\Sigma СД}$ – реактивная мощность СД;

$Q_{БКВ}$ – реактивная мощность батарей конденсаторов БКВ в сетях 6 (10) кВ;

Q_B – расчетная реактивная нагрузка в сетях 6 (10) кВ промышленного предприятия, состоящая из расчетной нагрузки приемников 6 (10) кВ $Q_{р.в i}$ и некомпенсированной нагрузки сети напряжением ниже 1 кВ, питаемой через ЦТП $Q_{нс.т i}$:

$$Q_B = \sum_{i=1}^n Q_{нс.т i} + Q_{р.в i}. \quad (60);$$

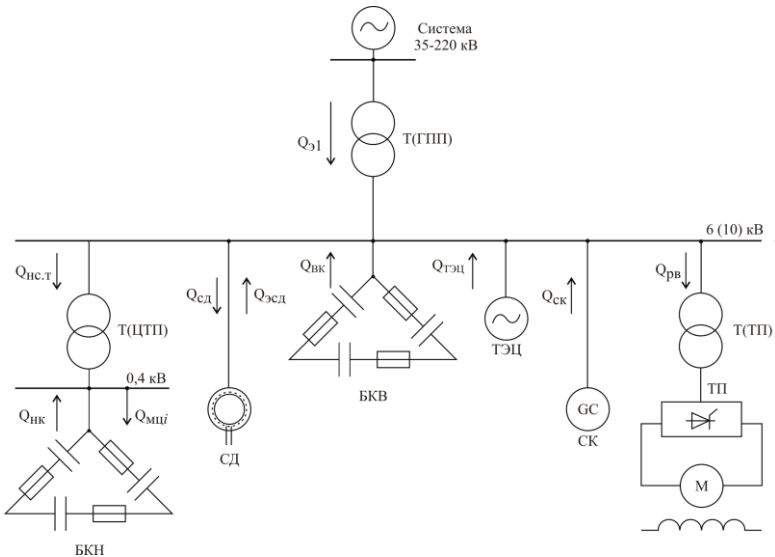


Рис. 9. Схема подключения источников реактивной мощности

СК применяются на крупных подстанциях районного значения или на больших предприятиях, например, металлургическом комбинате. Их преимущество – возможность быстрого, плавного автоматического

регулирования уровня реактивной мощности и напряжения в широких пределах. К недостаткам СК относятся потери активной мощности, которые колеблются в пределах 0,032 – 0,015 кВт/кВАр, удорожание и усложнение эксплуатации (по сравнению, например, с конденсаторными батареями), а также значительный шум во время работы [9]. СК из-за технико-экономических показателей на промышленных предприятиях получили ограниченное распространение, поэтому принимаем $Q_{ск} = 0$.

На большинстве предприятий заводские ТЭЦ отсутствуют, а на тех, где они существуют, их основной задачей является выработка тепла. Поэтому для подавляющего большинства предприятий $Q_{тэц} = 0$. Следовательно, задача КРМ сводится к определении оптимальных значений реактивной мощности СД $Q_{эсд}$ и батарей конденсаторов $Q_{вк}$ в сетях 6 (10) кВ, а также батарей конденсаторов $Q_{нк}$ в распределительной сети 0,4 кВ.

4.2. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения 6 – 10 кВ и распределительной сети 0,4 кВ

4.2.1. Определение реактивной мощности, генерируемой СД

Если на промышленном предприятии по условиям технологического процесса используются СД, то следует рассмотреть возможность получения от них дополнительной реактивной мощности, при условии, что коэффициент загрузки по активной мощности $\beta_{сд} < 1$.

Если номинальная активная мощность СД $P_{нсд}$ (см. приложение А) равна или больше указанной в табл. 8, экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность СД $Q_{эсд}$, кВАр, определяемую по формуле

$$Q_{эсд} = \alpha_m \cdot S_{мсд}, \quad (61)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности и определяемый по номограмме, представленной на рис. 10;

$S_{мсд}$ – максимальная полная мощность СД, вычисляемая в разделе 1.3, кВА.

Таблица 8 – Номинальные мощности СД, обеспечивающих полное использование располагаемой реактивной мощности для объединенной энергосистемы Украины

Число рабочих смен	Номинальная активная мощность СД, кВт, при частоте вращения, об/мин							
	3000	1000	750	600	500	375	300	250
1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000	2500
2	2500	5000	6300	5000	6300	-	-	-
3	2500	5000	6300	5000	6300	-	-	-

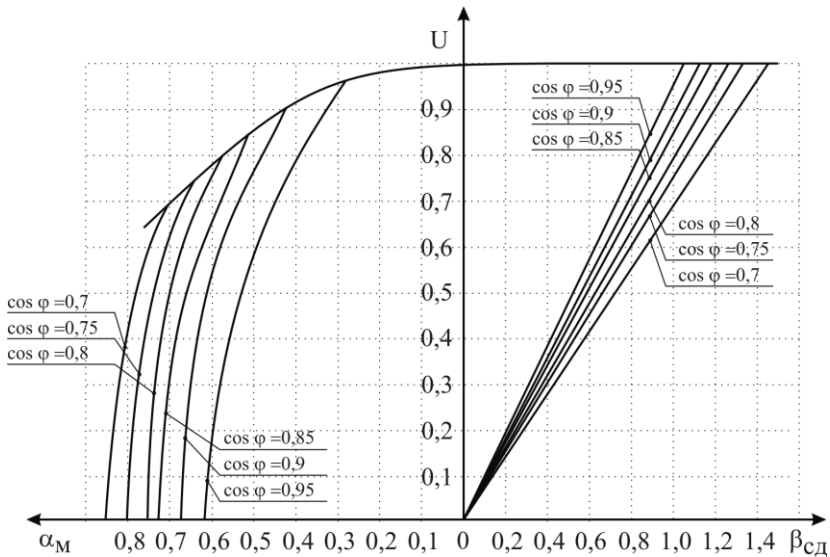


Рис. 10. Номограмма для определения располагаемой реактивной мощности СД при номинальном токе возбуждения в зависимости от коэффициента загрузки двигателя по активной мощности

Если номинальная активная мощность СД меньше указанной в табл. 8, то экономически целесообразно реактивную мощность СД принять равной:

$$Q_{э\text{СД}} = \beta_{\text{СД}} \cdot Q_{н\text{СД}}, \quad (62)$$

где $\beta_{сд}$ – коэффициент загрузки СД по активной мощности (см. приложение А);

$Q_{нсд}$ – реактивная мощность СД, вычисленная по (26), кВАр.

Если мощности СД недостаточно для компенсации реактивной мощности $Q_{кз}$, найденной по (58), то необходимо дополнительно установить конденсаторные батареи на стороне высокого напряжения.

4.2.2. Расчет мощности БКН и БКВ

Для каждой ЦТП определяют нескомпенсированную реактивную нагрузку $Q_{нс.т}$, кВАр, на стороне 6 (10) кВ каждого трансформатора:

$$Q_{нс.тi} = Q_{мцi} - Q_{нк.ф} + \Delta Q_{Ti} \cdot N_{0i}, \quad (63)$$

где $Q_{мцi}$ – суммарная максимальная реактивная мощность цеха, вычисленная по (40), кВАр;

$Q_{нк.ф}$ – фактическая принятая мощность БКН, кВАр;

ΔQ_{Ti} – суммарные реактивные потери в трансформаторе, вычисленные по (49) с учетом компенсации (табл. 9), кВАр;

N_{0i} – минимальное число трансформаторов, рассчитанное по (48).

Таблица 9 – Суммарные потери реактивной мощности в силовых трансформаторах в зависимости от мощности трансформатора и коэффициента загрузки

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Суммарные реактивные потери в трансформаторе при k_3 , кВАр					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
250	8	9	11	13	14	16
400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1250	35	43	51	61	73	86
1600	41	51	62	75	90	107
2000	51	64	78	94	113	134
2500	62	79	99	121	146	175

Для определения фактической принятой мощности БКН $Q_{\text{нк.ф}}$ необходимо определить суммарную расчетную мощность каждого цеха $Q_{\text{нк}}$, кВАр, исходя из выражения

$$Q_{\text{нк}i} = Q_{\text{нк}1i} + Q_{\text{нк}2i}, \quad (64)$$

где $Q_{\text{нк}1i}$ и $Q_{\text{нк}2i}$ – суммарные мощности БКН каждого цеха, определяемые по указанным далее этапам расчета.

Реактивная мощность, найденная по (64), распределяется между трансформаторами ЦТП пропорционально их реактивным нагрузкам.

Суммарная мощность конденсаторных батарей, которые необходимо установить на напряжение до 1 кВ, выражается соотношением:

$$Q_{\text{нк}1i} = Q_{\text{мц}i} - Q_{\text{т}i}. \quad (65)$$

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{нк}1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выбранном числе трансформаторов не требуется, т.е. значение мощности БКН по (64) $Q_{\text{нк}} = 0$.

Дополнительная мощность БКН для данной группы трансформаторов $Q_{\text{нк}2}$, кВАр, определяется по формуле

$$Q_{\text{нк}2i} = Q_{\text{т}i} - \gamma \cdot N_{0i} \cdot S_{\text{нт}i}, \quad (66)$$

где $\gamma = f(K_{\text{р}1}, K_{\text{р}2})$ – величина, зависящая от коэффициентов $K_{\text{р}1}$ (см. табл. 10) и $K_{\text{р}2}$ (см. табл. 11).

Таблица 10 – Значение коэффициента $K_{\text{р}1}$ для объединенной энергосистемы Украины

Количество рабочих смен	Расчетный коэффициент удельных потерь $K_{\text{р}1}$
1	24
2	12
3	11

При известных $K_{\text{р}1}$ и $K_{\text{р}2}$ значение коэффициента γ с учетом уровня высокого напряжения ЦТП для радиальной схемы определяют по рис. 11 (а, б), а для магистральной схемы с двумя трансформаторами – рис. 12 (а, б).

Таблица 11 – Значения коэффициента K_{p2}

Мощность трансформатора $S_{пт}$, кВА	Коэффициент K_{p2} при длине питающей линии от ЦТП до ГПП l , км				
	до 0,5	0,5 – 1,0	1,0 – 1,5	1,5 – 2,0	выше 2
250	2	4	7	10	17
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1250	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2000	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

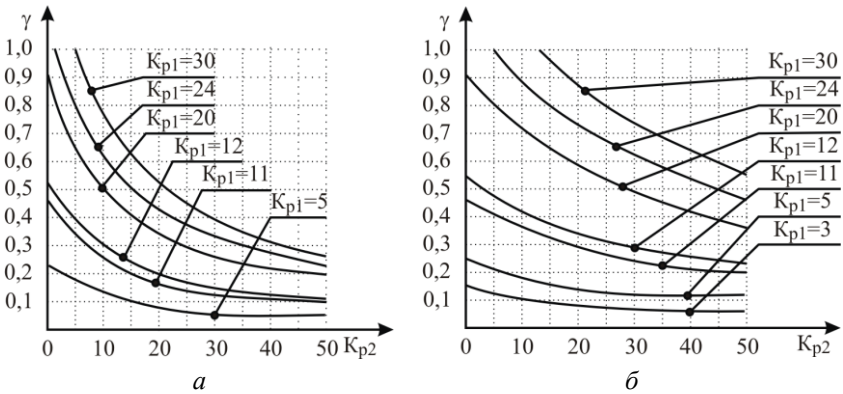


Рис. 11. Кривые коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов напряжением 6 (а) и 10 (б) кВ

Для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами

$\gamma = \frac{K_{p1}}{30}$, а для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от РП

6 (10) кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности,

$\gamma = \frac{K_{p1}}{60}$.

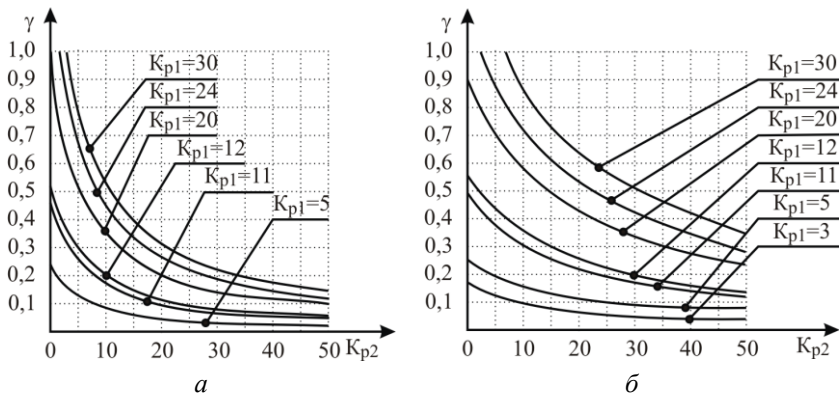


Рис. 12. Кривые коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформаторов напряжением 6 (а) и 10 (б) кВ

Если в расчетах окажется, что $Q_{нк2} < 0$, то для данной группы трансформаторов дополнительная реактивная мощность принимается равной нулю.

После нахождения $Q_{нк1}$ и $Q_{нк2}$ определяем суммарную мощность источника реактивной мощности $Q_{нк}$ по (64) и выбираем по табл. П В2 приложения В количество и мощность конденсаторных батарей.

Суммарную расчетную мощность БКВ $Q_{вк}$, кВАр, для всего предприятия определяют из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{вк} = \sum_{i=1}^n Q_{нс.гi} - Q_{эсд} - Q_{э1} + \sum_{i=1}^{N_{тп}} Q_{рvi}, \quad (67)$$

где $Q_{рvi}$ – расчетная реактивная мощность электроприемников, подключенных к сети 6 (10) кВ, например, тиристорных преобразователей (ТП) электроприводов постоянного тока $Q_{н_{тп}}$, вычисленной по (28);

$N_{тп}$ – количество ТП на предприятии.

Если окажется, что мощность $Q_{вк} < 0$, то БКВ не устанавливают, и по согласованию с энергосистемой, выдававшей технические условия на присоединение потребителей, определяют значение входной мощности. Если $Q_{вк} > 0$, то необходимо использовать конденсаторные батареи для КРМ на стороне б (10) кВ. Суммарная реактивная мощность $Q_{вк}$ распределяется между ЦТП и ГПП пропорционально их нескомпенсированной

реактивной нагрузке на шинах 6 (10) кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности КУ.

Пример 8. Рассчитать реактивную мощность и выбрать КУ в сети авторемонтного завода, питающегося от объединенной энергосистемы центра. Предприятие работает в две смены. Питание осуществляется от двух линий напряжением 35 кВ (см. приложение А). Схема внутреннего электроснабжения выполнена по радиальной схеме. Данные активных и реактивных мощностей цехов и предприятия, количество трансформаторов и их мощность, длины кабельных линий, проложенных от ГПП к соответствующим ЦТП, реактивных мощностей, которые целесообразно передать через трансформатор в сеть напряжением до 1 кВ, приведены в таблицах 5 – 7.

Рассчитаем суммарную реактивную нагрузку авторемонтного завода, относящегося к машиностроительной отрасли с коэффициентом $K_{нс.в} = 0,85$ для последующего определения мощности КУ по (56):

$$Q_{\Sigma 1} = 0,85 \cdot 5738 = 4877 \text{ кВАр.}$$

Для определения входной реактивной мощности (57) принимаем коэффициент $\alpha = 0,23$ при напряжении питающих линий $U_{c1} = U_{c2} = 35 \text{ кВ}$ (см. приложение А):

$$Q_{31} = 0,23 \cdot 7789 = 1791 \text{ кВАр.}$$

Входная реактивная мощность в режиме наименьшей активной нагрузки энергосистемы $Q_{32} = 0$.

Найдем реактивную мощность, которую необходимо скомпенсировать, (58):

$$Q_{к\sigma} = 4877 - 1791 = 3086 \text{ кВАр.}$$

Так как на авторемонтном заводе по условиям технологического процесса в цехе № 2 используются СД, рассмотрим возможность получения от него дополнительной реактивной мощности.

Номинальная активная мощность СД равна $P_{нсд} = 2500 \text{ кВт}$ при частоте вращения $n = 3000 \text{ об/мин}$ (см. приложение А). Согласно табл. 8, при двухсменном режиме работы предприятия и частоте вращения СД $n = 3000 \text{ об/мин}$ номинальная активная мощность $P_{нсд} = 2500 \text{ кВт}$. Следовательно, экономически целесообразную реактивную мощность СД следует определить по (61). Для этого на номограмме (рис. 10) по оси абсцисс отложим значение $\beta_{сд} = 0,8$ (см. прило-

жение А) и для кривой, соответствующей $\cos\varphi_{\text{СД}} = 0,86$ (см. приложение А), отметим значение $U = 0,7$, для которого по левой части номограммы найдем $\alpha_m = 0,6$.

Тогда, с учетом максимальной полной мощности СД, вычисленной в разделе 1.3, получим:

$$Q_{\text{эСД}} = 0,6 \cdot 2907 = 1744 \text{ кВар.}$$

Так как $Q_{\text{эСД}} < Q_{\text{кСГ}}$, необходимо дополнительно установить конденсаторные батареи для КРМ.

Для определения нескомпенсированной реактивной нагрузки на стороне высшего напряжения ЦТП вычислим по (65) суммарную мощность конденсаторных батарей, которая будет установлена на низкой стороне ЦТП:

$$Q_{\text{нк11}} = 1465 - 748 = 717 \text{ кВар;}$$

$$Q_{\text{нк12}} = 358,63 \text{ кВар; } Q_{\text{нк13}} = 116,46 \text{ кВар.}$$

Для вычисления дополнительной мощности БКН найдем расчетный коэффициент γ для радиальной схемы электроснабжения, с высшим напряжением ЦТП 10 кВ (определяется по напряжению подключения СД) и зависящего от коэффициентов:

– коэффициента $K_{p1} = 12$ (см. табл. 10);

– коэффициента K_{p2} , зависящего от длины кабельной линии, проложенной от ГПП до (см. табл. 10):

	Длина кабельной линии (см. табл. 7)	Мощность трансформатора (см. табл. 6), S_{HT} , кВА	K_{p2}	γ
ЦТП №1	$l_1 = 0,07 \text{ км} < 0,5 \text{ км}$	1250	2	0,52
ЦТП №2	$l_2 = 0,098 \text{ км} < 0,5 \text{ км}$	1600	3	0,5
ЦТП №3	$l_3 = 0,101 \text{ км} < 0,5 \text{ км}$	1250	2	0,52

Определим дополнительную мощность БКН для данной группы трансформаторов (66) с учетом данных табл. 6:

$$Q_{\text{нк21}} = 748 - 0,52 \cdot 2 \cdot 1250 = -552 \text{ кВар;}$$

$$Q_{\text{нк22}} = -653 \text{ кВар; } Q_{\text{нк23}} = -106 \text{ кВар.}$$

Значение во всех цехах $Q_{\text{нк2}} < 0$, следовательно, для выбранных трансформаторов дополнительная реактивная мощность принимается равной нулю.

Определим мощность БКН (64):

$$Q_{\text{нк1}} = 717 + 0 = 717 \text{ кВар;}$$

$$Q_{\text{нк}2} = 358,63 \text{ кВАр}; Q_{\text{нк}3} = 116,46 \text{ кВАр}.$$

Выберем по табл. П В2 Приложения В БКН:

	Количество БКН, шт	Единичная мощность БКН, кВАр	Тип БКН	Суммарная мощность БКН, $Q_{\text{нк}\phi}$, кВАр
ЦТП №1	4	175	УКМ-0,4-175 (25x7) У3	700
ЦТП №2	2	175	УКМ-0,4-175 (25x7) У3	350
ЦТП №3	2	50	УКМ-0,4-50 (25x2) У3	100

Найдем суммарные реактивные потери в трансформаторе из табл. 9:

- для $S_{\text{нт}1} = 1250 \text{ кВА}$ при $k_{31} = 0,9$ (см. табл. 6) $\Delta Q_{T1} = 73$;
- для $S_{\text{нт}2} = 1600 \text{ кВА}$ при $k_{32} = 0,65$ $\Delta Q_{T2} = 56,5$;
- для $S_{\text{нт}3} = 1250 \text{ кВА}$ при $k_{33} = 0,9$ $\Delta Q_{T3} = 73$.

Рассчитаем по (63) для всех цехов нескомпенсированную реактивную нагрузку на стороне 10 кВ каждого трансформатора:

$$Q_{\text{нс.т}1} = 1465 - 700 + 73 \cdot 2 = 911 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{нс.т}2} = 1069 \text{ кВАр}; Q_{\text{нс.т}3} = 633 \text{ кВАр}.$$

Определим суммарную расчетную мощность БКВ для всего предприятия (67) с учетом данных табл. 5:

$$Q_{\text{вк}} = 911 + 1069 + 633 - 1744 - 1791 + 1 \cdot 230 = -692 \text{ кВАр}.$$

Так как $Q_{\text{вк}} < 0$, то установка БКВ не требуется.

Вычислим расчетную реактивную нагрузку в сети 10 кВ промышленного предприятия (60):

$$Q_{\text{б}} = 911 + 1069 + 633 + 1 \cdot 230 = 2843 \text{ кВАр}.$$

Проверяем баланс реактивной мощности в узле 10 кВ авторемонтного завода (59):

$$2843 - 1791 - 0 - 0 - 1744 + 692 = 0.$$

Баланс выполняется. Следовательно, мероприятия по КРМ выполнены правильно.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети или элементах электрооборудования предприятия вследствие повреждения изоляции, неправильных действий обслуживающего персонала и т.п. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения, необходимо правильно определить токи КЗ. По полученным значениям периодической составляющей и ударного тока КЗ электрооборудование проверяется по условиям термической и электродинамической стойкости соответственно.

В курсовом проекте электрическая схема питания внешнего и внутреннего электроснабжения промышленного предприятия имеет вид, представленный на рис. 13.

Расчет токов КЗ производится в следующей последовательности:

1) составляется расчетная схема, соответствующая нормальному режиму работы системы электроснабжения при параллельном (для повышения надежности) включении генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий электропередачи, реакторов.

Под *расчетной схемой* понимается упрощенная однолинейная схема с указанием элементов электроустановки, которые влияют на величину тока КЗ;

2) по расчетной схеме собирается схема замещения, в которой указывают сопротивления всех источников и потребителей и намечают вероятные точки для расчета токов КЗ.

Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, в которой все магнитные связи (трансформаторы) заменены электрическими.

Расчет токов КЗ выполняется в именованных или относительных единицах. При расчете токов КЗ в именованных единицах номинальные значения всех электрических величин приводят к среднему значению напряжению ступени U_{cp} , на которой имеет место КЗ: $U_{cp} = 6,3$ кВ, при $U_{C1} = 6$ кВ; $U_{cp} = 10,5$ кВ, при $U_{C1} = 10$ кВ; $U_{cp} = 37$ кВ, при $U_{C1} = 35$ кВ; $U_{cp} = 115$ кВ, при $U_{C1} = 110$ кВ; $U_{cp} = 230$ кВ, при $U_{C1} = 220$ кВ.

При расчете токов КЗ в относительных единицах все величины приводятся к базисным, в качестве которых принимаются базисная мощность $S_б$ и базисное напряжение $U_б$. За базисную принимается мощность одного трансформатора ГПП, или условная единица мощности, например, 100 или 1000 МВ·А. В качестве базисного напряжения принимается среднее значение напряжения ступени, на которой имеет место КЗ $U_б = U_{ср}$, ряд которых приведен на стр. 60.

В курсовом проекте предлагается рассчитать токи КЗ на шинах 6 (10) кВ ГПП в относительных единицах, а токи КЗ на шинах 0,4 кВ ЦТП в – именованных единицах.

5.1. Расчет токов КЗ на шинах 6 (10) кВ ГПП в относительных единицах

По электрической схеме (рис. 13) составляется расчетная схема, приведенная на рис. 14. В нее вводятся все источники питания, участвующие в режиме КЗ, и все элементы системы электроснабжения (трансформаторы, линии, реакторы), расположенные между ними и местом КЗ.

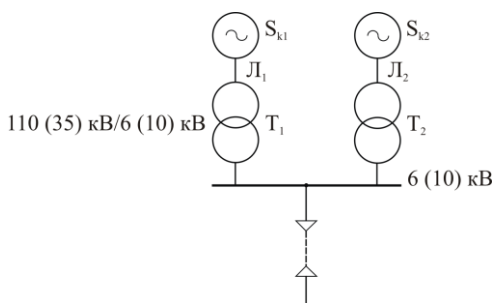


Рис. 14. Расчетная схема для определения токов КЗ на шинах 6 (10) кВ ГПП

По расчетной схеме составляется схема замещения, представленная на рис. 15, на которой отмечаются характерные точки, в которых токи КЗ имеют максимальное значение. Как правило, это сборные шины ГПП или начало питающих линий. Точки КЗ нумеруются в порядке их рассмотрения, начиная с высших ступеней (K_1 , K_2 и т.д.). Активное сопротивление элементов не учитывается, ввиду его малости по сравнению

с индуктивной составляющей.

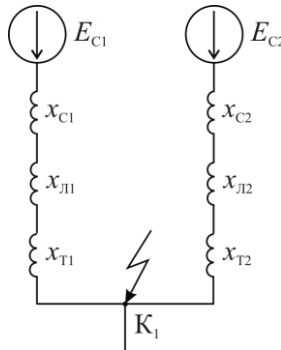


Рис. 15. Схема замещения

Так как расчет токов КЗ ведется в относительных единицах, то за базисную мощность системы принимаем $S_6 = 100 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, а базисное напряжение системы U_6 равно среднему значению напряжению ступени $U_{\text{ср}}$. При равенстве напряжений питающих линий эквивалентная ЭДС системы $E_{\text{с}^*}$ будет равна:

$$E_{\text{с}^*} = E_{\text{с}1^*} = E_{\text{с}2^*} = \frac{U_{\text{ср}i}}{U_6} = 1, \quad (68)$$

где $U_{\text{ср}}$, U_6 – среднее и базисное напряжения системы, соответственно, кВ.

Далее рассчитывают сопротивления схемы замещения на рис. 15 по следующим формулам:

- приведенное сопротивление системы $x_{\text{с}i^*}$:

$$x_{\text{с}i^*} = \frac{S_6}{S_{ki}}, \quad (69)$$

где S_{ki} – мощность КЗ i -й питающей линии, МВ·А (см. приложение А);

- приведенное сопротивление воздушной линии $x_{\text{ли}^*}$:

$$x_{\text{ли}^*} = x_{\text{луд}} \cdot \ell_{\text{ли}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (70)$$

где $x_{\text{луд}} = 0,4 \text{ Ом/км}$ – удельное индуктивное сопротивление воздушной линии;

$\ell_{ли}$ – длина соответствующей питающей линии, км;

$U_{б1}$ – базисное напряжение ступени, на которой находится воздушная линия, кВ;

- приведенное сопротивление трансформатора x_{Ti}^* :

$$x_{Ti}^* = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{нГГПП}}, \quad (71)$$

где $u_k \%$ – напряжение КЗ в % от номинального [10] (см. табл. П В.3 приложения В);

$S_{нГГПП}$ – номинальная мощность трансформатора, установленного на ГПП (см. раздел 2.2), МВА.

Суммарные индуктивные сопротивления ветвей до предполагаемой точки КЗ K_1 вычисляются так

$$x_{\Sigma i_{K1}^*} = x_{ci}^* + x_{ли}^* + x_{Ti}^*. \quad (72)$$

Для проверки электрооборудования на условие термической стойкости вычисляется периодическая составляющая тока КЗ $I_{п.0}$, значение которой от источников питания ветвей до места КЗ определяем следующим образом, кА:

$$I_{п.0i} = \frac{E_{ci}^*}{x_{\Sigma i_{K1}^*}} \cdot I_{бi}, \quad (73)$$

где $I_{бi}$ – базисный ток i -й ступени, кА, определяется как

$$I_{бi} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}}, \quad (74)$$

где $U_{б2}$ – базисное напряжения ступени, на которой имеет место КЗ, кВ.

Далее необходимо определить суммарный ток КЗ в предполагаемой точке КЗ K_1 $I_{п.0_{K1}}$, кА:

$$I_{п.0_{K1}} = \sum_{i=1}^n I_{п.0i}. \quad (75)$$

Для проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости вычисляется величина ударного тока КЗ. Его значение в соответствующих ветвях i_{yi} , а также в точке K_1 $i_{y_{K1}}$, кА, находят по фор-

муле

$$i_{yi} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.0}, \quad (76)$$

где $I_{п.0}$ – периодическая составляющая тока КЗ, кА. Когда $I_{п.0} = I_{п.0i}$ – ток, поступающий к месту КЗ от источников питания, рассчитанный по (73), а $I_{п.0} = I_{п.0_{K1}}$ – суммарный ток КЗ в предполагаемой точке КЗ, найденный по (75);

k_y – ударный коэффициент тока КЗ ($k_y = 1,8$, если место КЗ расположено за понижающим трансформатором мощностью не более 32 МВ·А, $k_y = 1,82$ – если мощность понижающего трансформатора от 32 до 63 МВ·А, $k_y = 1,85$ – если мощность понижающего трансформатора более 80 МВ·А [8]).

Пример 9. Определить значения периодической составляющей и ударного тока при трехфазном КЗ в точке K_1 системы электроснабжения авторемонтного завода, показанной на рис. 13, питание которой осуществляется от двух линий напряжением 35 кВ (см. Приложение А). Количество трансформаторов, установленных на ГПП, их тип и мощность указаны в табл. 6. Расчет выполнить в относительных единицах.

Для фрагмента схемы электроснабжения авторемонтного завода, показанной на рис. 13, составляется расчетная схема (рис. 14) и схема замещения (рис. 15). Базисную мощность системы принимаем $S_б = 100$ МВ·А. Базисное напряжение равно среднему значению напряжению ступени $U_б = U_{cp} = 37$ кВ при $U_{C1} = U_{C2} = 35$ кВ.

Рассчитываем эквивалентную ЭДС системы для двух питающих линий (68):

$$E_{c*} = E_{c1*} = E_{c2*} = \frac{37}{37} = 1.$$

Вычислим приведенные сопротивления системы (69) и воздушной линии (70):

– от питающей линии № 1

$$x_{c1*} = \frac{100}{3000} = 0,033;$$
$$x_{л1*} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,29;$$

– от питающей линии № 2

$$x_{c2*} = \frac{100}{1500} = 0,067 ;$$

$$x_{л2*} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,35 .$$

Найдем приведенные сопротивления трансформаторов, установленных на ГПП (см. табл. 6) с $u_k = 8\%$ (см. табл. П В.1 Приложения В) по (71):

$$x_{T1*} = x_{T2*} = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,8 .$$

Вычислим суммарные индуктивные сопротивления ветвей до точки K_1 (см. рис. 15) по (72):

- по питающей линии № 1

$$x_{\Sigma 1_{K1}*} = 0,033 + 0,29 + 0,8 = 1,123 ;$$

- по питающей линии № 2

$$x_{\Sigma 2_{K1}*} = 0,067 + 0,35 + 0,8 = 1,217 .$$

Определим базисный ток на ступени КЗ в точке K_1 (74):

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} .$$

Рассчитаем значение периодической составляющей тока КЗ для питающих линий схемы (73):

- для линии № 1

$$I_{п.01} = \frac{1}{1,123} \cdot 5,5 = 4,9 \text{ кА} ;$$

- для линии № 2

$$I_{п.02} = \frac{1}{1,217} \cdot 5,5 = 4,5 \text{ кА} .$$

Суммарный ток КЗ в точке K_1 (75) будет:

$$I_{п.0_{K1}} = 4,9 + 4,5 = 9,4 \text{ кА} .$$

Ударные токи для питающих линий №1 и №2, а также в точке K_1 , вычисленные по (76), составят

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,9 = 12,5 \text{ кА} ;$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,5 = 11,5 \text{ кА} ;$$

$$i_{y_{K1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,4 = 24 \text{ кА} .$$

5.2. Расчет токов КЗ на шинах 0,4 кВ в именованных единицах

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. Поэтому возникающие КЗ в таких электрических сетях наиболее опасны. В отличие от сетей напряжением выше 1 кВ такие КЗ в большинстве случаев являются дуговыми, а не металлическими, что объясняется конструктивными особенностями этих сетей. Поэтому при расчетах токов КЗ на шинах 0,4 кВ для проверки оборудования на термическую и электродинамическую стойкость и выбора аппаратуры по отключающей способности выполняются расчеты металлических КЗ, так как в этом случае значения токов КЗ являются максимальными [11].

Для установок напряжением до 1 кВ при расчетах токов КЗ считают, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высокого напряжения цехового трансформатора является неизменным. Это условие соблюдается, если установленная мощность понижающих трансформаторов, питающих место КЗ, удовлетворяет требованию [8, 12]:

$$S_{\text{нт.гш}} \leq 0,02 \cdot S_c, \quad (77)$$

где S_c – мощность питающей системы.

Расчет токов КЗ на напряжение до 1 кВ выполняется в именованных единицах. По электрической схеме питания внешнего и внутреннего электроснабжения промышленного предприятия (рис. 13) составляется расчетная (рис. 16) и схема замещения с указанием точки КЗ K_2 на стороне низшего напряжения 0,4 кВ (рис. 17), в которых учитывают активные и индуктивные сопротивления трансформаторов, шин, проводов, токовых обмоток автоматических выключателей, первичных обмоток трансформаторов тока, переходные сопротивления коммутационных аппаратов. Считаем, что секционный выключатель $QF2$ в нормальном состоянии разомкнут.

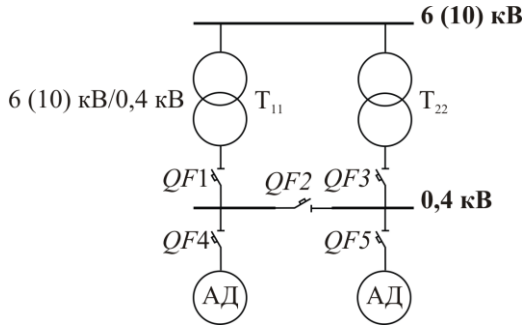


Рис. 16. Расчетная схема для определения токов КЗ на шинах 0,4 кВ

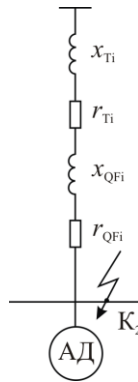


Рис. 17. Схема замещения

Далее рассчитывают активные и реактивные сопротивления элементов схемы замещения.

Формула для определения реактивного сопротивления трансформатора x_{Ti} , установленного в ЦТП, имеет вид, мОм:

$$x_{Ti} = \frac{U_6^2}{S_{HTi}} \cdot \sqrt{\left(\frac{u_k \%}{100}\right)^2 - \left(\frac{P_{K3}}{S_{HTi}}\right)^2}, \quad (78)$$

где P_{K3} – потери КЗ трансформатора, кВт.

Активное сопротивление трансформатора r_T вычисляется по формуле, мОм:

$$r_{Ti} = \frac{P_{кз} \cdot U_6^2}{S_{н\Gamma\Gamma\Pi}^2}. \quad (79)$$

Значения реактивного и активного сопротивлений катушек и контактов автоматических выключателей принимаем $r_{QFi} = 0$, $x_{QFi} = 0$.

Далее вычисляются суммарные активное $r_{\Sigma K2}$, мОм, и реактивное $x_{\Sigma K2}$, мОм, сопротивления ветвей:

$$\begin{aligned} x_{\Sigma iK2} &= x_{Ti} + x_{QFi} = x_{Ti}; \\ r_{\Sigma iK2} &= r_{Ti} + r_{QFi} = r_{Ti}. \end{aligned} \quad (80)$$

Наибольшее значение периодической составляющей тока КЗ в точке K_2 $I_{п.0iK2}$, кА, рассчитывают по формуле

$$I_{п.0iK2} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma iK2}^2 + x_{\Sigma iK2}^2}}, \quad (81)$$

где $U_{cp} = 400$ В – среднее напряжение ступени КЗ.

Определяем ударный ток КЗ в точке K_2 по (76), где $I_{п.0} = I_{п.0iK2}$.

Ударный коэффициент k_y в этом случае можно найти по кривой, приведенной на рис. 18, в зависимости от соотношения активного и реактивного сопротивлений цепи КЗ.

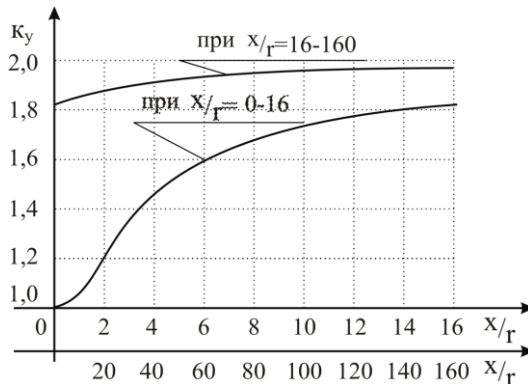


Рис. 18. Зависимость ударного коэффициента от постоянной времени аperiodической составляющей тока КЗ $\frac{x}{r}$

На величину тока КЗ могут влиять АД мощностью более 100 кВт,

если они присоединены вблизи места КЗ. Объясняется это тем, что при КЗ резко снижается напряжение, и АД, вращаясь по инерции, генерируют ток в место КЗ. Так как этот ток быстро затухает, то его влияние от всех электродвигателей учитывают только при определении $I_{п.0}$ и i_y . Периодическая составляющая тока КЗ $I_{п.0 \text{ АД}}$, кА, для группы АД, подключенных к данному трансформатору, определяется как

$$I_{п.0 \text{ АД} i} = \frac{E_d}{x_{*d}''} \cdot I_{н \text{ АД} \max} = 4,5 \cdot I_{н \text{ АД} \max}, \quad (82)$$

где $E_d = 0,9$ – расчетная относительная ЭДС;

$x_{*d}'' = 0,2$ – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление АД;

$I_{н \text{ АД} \max}$ – максимальный ток группы АД, подключенных к данному трансформатору, А, который находится следующим образом:

– рассчитывается номинальный ток одного АД из каждой группы машин, расположенных в цехе $I_{н \text{ АД}}$, А, по формуле

$$I_{н i \text{ АД}} = \frac{P_{н i 100 \text{ АД}}}{\sqrt{3} U_{л} \cdot \cos \varphi_i \cdot \eta_i}, \quad (83)$$

где $P_{н i 100 \text{ АД}}$ – активная номинальная мощность АД, кВт, вычисленная по (1);

$U_{л}$ – номинальное напряжение питания АД, кВ;

η_i – КПД соответствующей группы АД (см. приложение А);

$\cos \varphi_i$ – коэффициент мощности АД (см. приложение А);

– определяется суммарный ток $I_{н \text{ АД} \Sigma}$, кА, всех АД в цехе для **равномерного** распределения нагрузки на каждый трансформатор ЦТП, по формуле

$$I_{н \text{ АД} \Sigma i} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} n_i \cdot I_{н i \text{ АД}}}{N_0}, \quad (84)$$

где N_i – число групп АД;

n_i – количество АД в группе;

N_0 – количество трансформаторов на ЦТП, рассчитанных по (48);

– выбирается наибольший ток одновременно работающих АД,

подключенных к одному из трансформаторов ЦТП $I_{н\text{ АД max}}$.

Апериодическую составляющую тока КЗ от АД при определении ударного тока не учитывают. Поэтому при $k_y = 1$ для $i_{y\text{ АД}}$, кА, получим:

$$i_{y\text{ АД}i} = \sqrt{2} \cdot 4,5 \cdot I_{н\text{ АД max}} \approx 6,5 \cdot I_{н\text{ АД max}} \quad (85)$$

Суммарное значение тока периодической составляющей и ударного тока КЗ с учетом работающих АД вычисляется, кА:

$$\begin{aligned} I_{п.0\sum i} &= I_{п.0i\text{К}2} + I_{п.0\text{АД}i} ; \\ i_{y\sum i} &= i_{yi\text{К}2} + i_{y\text{АД}i}. \end{aligned} \quad (86)$$

Если к рассчитываемой точке подсоединяется несколько групп АД, то выбирается та группа, которая имеет наибольший номинальный ток.

Пример 10. Определить значения периодической составляющей и ударного тока при трехфазном КЗ в точке K_2 системы электроснабжения авторемонтного завода, показанной на рис. 13 на шинах 0,4 кВ для ЦТП № 1. Количество трансформаторов, их тип и мощность см. в табл. 6. Расчет выполнить в именованных единицах. Активное и реактивное сопротивления выключателя принять равным нулю.

Для сети напряжением 0,4 кВ составляются расчетная схема (рис. 16) и схема замещения при разомкнутом секционном выключателе $QF2$ (рис. 17).

Вычислим сопротивления трансформатора типа ТСЛ-1250/10 (см. табл. 6) при $u_k = 6\%$ и $P_{кз} = 11700$ Вт (см. табл. П В.1 приложения В), установленного на ЦТП № 1:

- реактивное сопротивление (78):

$$x_{T1} = \frac{400^2}{1250} \cdot \sqrt{\left(\frac{6}{100}\right)^2 - \left(\frac{11,7}{1250}\right)^2} = 7,6 \text{ МОм};$$

- активное сопротивление (79):

$$r_{T1} = \frac{11,7 \cdot 400^2}{1250^2} = 1,2 \text{ МОм}.$$

Так как сопротивления выключателей $x_{QFi} = 0$ и $r_{QFi} = 0$, то суммарные реактивное и активное сопротивления ветвей в выбранной точке КЗ K_2 , вычисленные по (80), равны

$$x_{\sum 1K2} = 7,6 \text{ МОм}; \quad r_{\sum 1K2} = 1,2 \text{ МОм}.$$

Рассчитаем значение периодической составляющей тока КЗ в точке К₂ (81):

$$I_{п.01К2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,2^2 + 7,6^2}} = 30 \text{ кА.}$$

По рис. 18 находим ударный коэффициент $k_y = 1,62$, отвечающий соотношению

$$\frac{x_{\Sigma 1К2}}{r_{\Sigma 1К2}} = \frac{7,6}{1,2} = 6,3.$$

Вычислим по (76) ударный ток КЗ в точке К₂:

$$i_{y1К2} = 1,62 \cdot \sqrt{2} \cdot 30 = 68,7 \text{ кА.}$$

Так как к месту КЗ присоединены АД суммарной мощностью более 100 кВт, то их необходимо учесть при расчете периодической составляющей и ударного тока КЗ.

Рассчитаем номинальный ток одного АД каждой из трех групп, расположенных в цехе № 1 (см. табл. 1, см. приложение А) по (83):

$$I_{н11АД} = \frac{43,65}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 92,1 \text{ А;}$$

$$I_{н12АД} = \frac{59,87}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,81 \cdot 0,92} = 122,1 \text{ А;}$$

$$I_{н13АД} = \frac{63,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,82 \cdot 0,91} = 128,8 \text{ А.}$$

Определим суммарный ток одновременно работающих АД на каждый трансформатор ЦТП № 1 $N_{01} = 2$ (см. табл. 6) по (84):

$$I_{нАД\Sigma 1} = I_{нАД\Sigma 2} = \frac{25 \cdot 92,1 + 20 \cdot 122,1 + 7 \cdot 128,8}{2} = 2823 \text{ А} = 2,8 \text{ кА.}$$

Распределим равномерно нагрузку АД трех групп на каждый трансформатор ЦТП № 1, предварительно поделив нагрузку АД третьей группы таким образом, чтобы суммарный ток на один трансформатор составлял 2,8 кА:

$$Т1: \quad I_{нАД\Sigma 1} = 25 \cdot 92,1 + n_{31} \cdot 128,8 = 2823 \text{ А}$$

$$n_{31} = \frac{2823 - 25 \cdot 92,1}{128,8} = 4 \text{ шт. АД из третьей группы}$$

Тогда

$$I_{нАД\Sigma 1} = 25 \cdot 92,1 + 4 \cdot 128,8 = 2302,5 + 515,2 = 2817,7 \text{ А} = 2,8 \text{ кА;}$$

$$Т2: \quad I_{нАД\Sigma 2} = 20 \cdot 122,1 + n_{32} \cdot 128,8 = 2823 \text{ А}$$

$$n_{32} = \frac{2823 - 20 \cdot 122,1}{128,8} = 2,9 \approx 3 \text{ шт. АД из третьей группы}$$

Тогда

$$I_{нАД\Sigma 2} = 20 \cdot 122,1 + 3 \cdot 128,8 = 2442 + 386,4 = 2828,4 \text{ А} = 2,8 \text{ кА.}$$

Таким образом, нагрузка АД на каждый трансформатор ЦТП № 1 распределена равномерно.

Выберем максимальный ток группы АД, подключенных:

$$\text{к Т1: } 25 \cdot 92,1 > 4 \cdot 128,8. \text{ Тогда } I_{нАД \max 1} = 25 \cdot 92,1 = 2,3 \text{ кА;}$$

$$\text{к Т2: } 20 \cdot 122,1 > 3 \cdot 128,8. \text{ Тогда } I_{нАД \max 2} = 20 \cdot 122,1 = 2,4 \text{ кА.}$$

Для каждого трансформатора ЦТП № 1 находим периодическую составляющую тока КЗ, создаваемую группой АД с максимальным током (82) и ударный ток (85):

$$I_{п.0АД11} = 4,5 \cdot 2,3 = 10,4 \text{ кА; } I_{п.0АД12} = 4,5 \cdot 2,4 = 10,8 \text{ кА;}$$

$$i_{yАД11} = 6,5 \cdot 2,3 = 15 \text{ кА; } i_{yАД12} = 6,5 \cdot 2,4 = 15,6 \text{ кА.}$$

Определим суммарные значения тока периодической составляющей и ударного тока (86):

$$I_{п.0\Sigma 1K_2} = 30 + 10,4 = 40,4 \text{ кА; } I_{п.0\Sigma 2K_2} = 30 + 10,8 = 40,8 \text{ кА;}$$

$$i_{y\Sigma 1K_2} = 68,7 + 15 = 83,7 \text{ кА; } i_{y\Sigma 2K_2} = 68,7 + 15,6 = 84,3 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов периодической составляющей и ударного тока при трехфазном КЗ в точке К₂ для ЦТП №1 – ЦТП №3, сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов токов КЗ в сети напряжением 0,4 кВ

		Цех № 1	Цех № 2	Цех № 3
Тип трансформатора, установленного на ЦТП		ТСЛ-1250/10	ТСЛ-1600/10	ТСЛ-1250/10
Напряжение КЗ	u _к , %	6	6	6
Потери КЗ	P _{кз} , Вт	11700	10800	11700
Сопротивление трансформатора:				
– реактивное	x _т , мОм	7,6	6	7,6
– активное	r _т , мОм	1,2	0,7	1,2
Суммарные сопротивления ветвей в точке КЗ:				
– реактивное	x _{Σ К2} , мОм	7,6	6	7,6
– активное	r _{Σ К2} , мОм	1,2	0,7	1,2
Продолжение табл. 12				
		Цех № 1	Цех № 2	Цех № 3

Периодическая составляющая тока КЗ	$I_{п.0К2}$, кА			30	38	30			
Ударный коэффициент	k_y			1,62	1,7	1,62			
Ударный ток КЗ	$i_{yК2}$, кА			68,7	91,4	68,7			
Асинхронные двигатели									
	Цех №1			Цех №2			Цех №3		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
$I_{нАД}$, А	92,1	122,1	128,8	28,9	128	98,6	23,7	36	138,3
N_0	Т1		Т2	Т1		Т2	Т1		
$I_{нАД\Sigma}$, кА	2,8		2,8	2,7		2,6	2,7		
$I_{нАД\max}$, кА	2,3		2,4	1,9		1,5	2,7		
$I_{п.0АД}$, кА	10,4		10,8	8,6		6,8	12,2		
$i_{yАД}$, кА	15		15,6	12,4		9,8	17,6		
Суммарная периодическая составляющая тока КЗ:									
$I_{п.0\Sigma К2}$, кА	40,4		40,8	46,6		44,8	42,2		
Суммарный ударный ток КЗ									
$i_{y\Sigma К2}$, кА	83,7		84,3	103,8		101,2	86,3		

5.3. Расчет ударного тока внешнего КЗ для цепи питания тиристорного электропривода

Значение ударного тока КЗ цепи питания тиристорного электропривода может служить как для проверки аппаратуры и токоведущих шин на электродинамическую устойчивость, так и для оценки возможного выхода из строя тиристоров при сравнении с амплитудой допустимого для них полусинусоидального тока длительностью 10 мс.

Для трансформатора, выбранного для питания тиристорного преобразователя в разделе 1.4, определим приведенное к стороне его низкого напряжения активное $r_{2к}$ и реактивное $x_{2к}$ сопротивления по (78) и (79). Затем найдем значение базового тока КЗ $I_{п.0т}$, кА:

$$I_{п.0т} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{2к}^2 + x_{2к}^2}}, \quad (87)$$

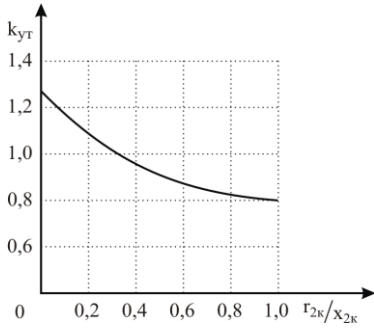


Рис. 19 График определения амплитуды тока в тиристорах

где U_b – линейное напряжение вторичной обмотки трансформатора, В (см. табл. П В.3 Приложения В).

Используя зависимость $k_{yT} = f\left(\frac{r_{2k}}{x_{2k}}\right)$,

приведенную на рис. 19 [14], определяют ударный коэффициент k_{yT} , а затем и величину ударного тока КЗ i_{yT} :

$$i_{yT} = \sqrt{2} \cdot k_{yT} \cdot I_{п.0T} \quad (88)$$

Пример 11. Определить значения периодической составляющей и ударного тока внешнего КЗ в цепи питания тиристорного электропривода постоянного тока, расположенного в цехе № 3 (см. приложение А).

По значениям $U_{нТТ} = U_d = 0,66$ кВ и $I_{нТТ} = I_d = 500$ А в разделе 1.4 был выбран трансформатор для питания ТП типа ТСЗП-400/10-У3 с $U_b = 569$ В, $\mu_k = 5,8\%$ и $P_{кз} = 5200$ Вт (см. табл. П В.3 приложения В).

Вычислим приведенное к стороне низкого напряжения активное и реактивное сопротивления по (78) и (79) трансформатора с учетом $U_6 = U_b$:

$$x_{2k} = \frac{569^2}{402} \cdot \sqrt{\left(\frac{5,8}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,2}{402}\right)^2} = 45,53 \text{ мОм}; \quad r_{2k} = \frac{5,2 \cdot 569^2}{402^2} = 10,42 \text{ мОм}.$$

Определим начальное значение периодической составляющей тока КЗ (87):

$$I_{п.0T} = \frac{569}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10,42^2 + 45,53^2}} = 7 \text{ кА}.$$

Найдем ударный коэффициент по графику на рис. 19:

$$\frac{r_{2k}}{x_{2k}} = \frac{10,42}{45,53} = 0,23; \quad k_{yT} = 1,08.$$

Вычислим ударный ток КЗ (88):

$$i_{yT} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 7 = 10,7 \text{ кА}.$$

6. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В курсовом проекте предусматривается выполнение следующих чертежей:

1. **Генеральный план промышленного предприятия** (см. пример 3, рис. 4). Выполняется на листе формата А4 и подшивается в пояснительную записку в раздел 2. На нем необходимо указать ограждение предприятия, месторасположение и геометрические размеры цехов.

2. **Выбор места расположения цеховых подстанций и ГПП** (см. пример 7, рис. 5). Выполняется на листе формата А4 и подшивается в пояснительную записку в раздел 2. На нем необходимо указать:

- месторасположение железнодорожного полотна (если есть);
- месторасположение ГПП и ЦТП;
- центры активной и реактивной нагрузок предприятия;
- трассы воздушных или кабельных линий внутреннего электроснабжения (от ГПП до ЦТП).

3. **Однолинейная схема электроснабжения промышленного предприятия** (пример см. приложение Г). Выполняется на листе ватмана формата А1. На схеме показывают внешнее и внутреннее электроснабжение предприятия. На схемах внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия указывают аппаратуру всех присоединений (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и др.).

Схему внутреннего электроснабжения вычерчивают до шин низкого напряжения цеховых подстанций, включая асинхронные двигатели, конденсаторные батареи (если есть по расчету) и перемычки по низкому напряжению между цехами. Цеховые подстанции должны быть пронумерованы. Их нумерация должна соответствовать таковой на генеральном плане.

Следует отметить, что оборудование и элементы схемы необходимо вычерчивать согласно стандартам (см. табл. П Д.1 приложения Д).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Пример исходных данных

Общие сведения:

- авторемонтный завод, состоящий из трех цехов,
- режим работы – двухсменный,
- энергоснабжение осуществляется воздушными линиями от двух независимых источников электроэнергии.

Цех №1 – мелкий производственный (категория 2)

Асинхронные электродвигатели						Сварочные трансформаторы				
P_n , кВт	n , шт.	ПВ, %	$\cos \varphi$	$K_{нАД}$	η , %	S_n , кВА	n , шт.	ПВ, %	$\cos \varphi_{СТ}$	$K_{нСТ}$
63	25	48	0,8	0,6	90	32	4	55	0,5	0,6
80	20	56	0,81	0,7	92	66	5	60	0,6	0,7
100	7	40	0,82	0,5	91					

Освещение – лампы накаливания.

Цех №2 – производственный (категория 1)

Асинхронные электродвигатели						Синхронные электродвигатели					
P_n , кВт	n , шт.	ПВ, %	$\cos \varphi$	$K_{нАД}$	η , %	$P_{нсд}$, кВт	n , шт.	U_n , кВ	$\beta_{сд}$	$\cos \varphi_{сд}$	n , об/мин
16	30	60	0,75	0,6	87	2500	1	10	0,8	0,86	3000
90	12	50	0,83	0,52	91						
63	30	55	0,8	0,71	90						

Освещение – лампы ДРИ.

Цех №3 – склад (категория 3)

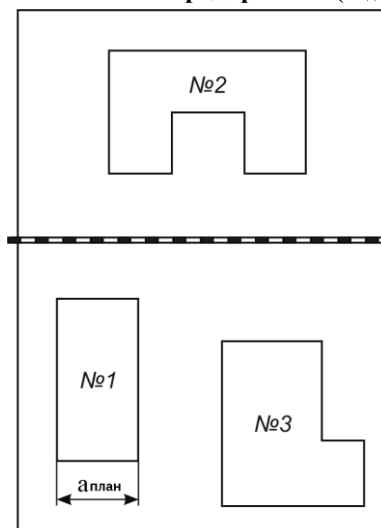
Асинхронные электродвигатели						Тиристорные преобразователи электроприводов постоянного тока		
P_n , кВт	n , шт.	ПВ, %	$\cos \varphi$	$\kappa_{нАД}$	η , %	U_n , кВ	I_n , А	n , шт.
16	50	45	0,79	0,77	87	0,66	500	1
22	20	55	0,8	0,52	86			
100	6	45	0,81	0,65	91			

Освещение – люминесцентные лампы со стартерными схемами включения.

Параметры питающих линий

Питающая линия №1			Питающая линия №2		
Мощность КЗ $S_{к1}$, МВ·А	Напряжение линии $U_{с1}$, кВ	Длина линии l_1 , км	Мощность КЗ $S_{к2}$, МВ·А	Напряжение линии $U_{с2}$, кВ	Длина линии l_2 , км
3000	35	10	1500	35	12

Генеральный план предприятия ($a_{ид} = 35$ м)



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица П.Б.1 – Значения коэффициента максимума $\kappa_M = f(n_3, \kappa_{н.св})$

n_3	Значения κ_M при значениях $\kappa_{н.св}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,54	1,37	1,23	1,10
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица П В.1 – *Параметры силовых трансформаторов*

Тип	Мощность $S_{нт}$, кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери КЗ $P_{кз}$, Вт	η_k , %
		ВН	НН		
Трансформаторы с высшим напряжением 6 – 10 кВ					
ТМ-100/10	100	6	0,4	1970	4,5
		10	0,4	1970	4,5
ТМ-160/10	160	6	0,4	2650	4,5
		10	0,4	2650	4,5
ТСЗ-160/10	160	6	0,4	2700	5,5
		10	0,4	2700	5,5
ТСЛ-250/10	250	6	0,4	3600	4
		10	0,4	3600	4
ТМ-250/10	250	6	0,4	3700	5
		10	0,4	3700	5
ТСЗ-250/10	250	6	0,4	3800	5,5
		10	0,4	3800	5,5
ТСЗ-400/10	400	6	0,4	5400	5,5
		10	0,4	5400	5,5
ТСЛ-400/10	400	6	0,4	5500	6
		10	0,4	5500	6
ТМ-400/10	400	6	0,4	5900	5
		10	0,4	5900	5
ТСЛ-630/10	630	6	0,4	6400	6
		10	0,4	6400	6
ТСЗ-630/10	630	6	0,4	7300	5,5
		10	0,4	7300	5,5
ТМ-630/10	630	6	0,4	7600	5,5
		10	0,4	7600	5,5
ТМГ-630/10	630	6	0,4	7600	5,5
		10	0,4	7600	5,5

Продолжение табл. П В.1

Тип	Мощность $S_{пт}$, кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери КЗ $P_{кз}$, Вт	η_k , %
		ВН	НН		
ТСЗС-630/10	630	6	0,4	8500	8
		10	0,4	8500	8
ТСЛ-1000/10	1000	6	0,4	9000	6
		10	0,4	9000	6
ТМГ-1000/10	1000	6	0,4	10800	5,5
		10	0,4	10800	5,5
ТМ-1000/10	1000	6	0,4	11000	5,5
		10	0,4	11000	5,5
ТСЗ-1000/10	1000	6	0,4	11200	5,5
		10	0,4	11200	5,5
ТМВМ-1000/10	1000	6	0,4	11500	5,5
		10	0,4	11500	5,5
ТСЗС-1000/10	1000	6	0,4	12000	8
		10	0,4	12000	8
ТСЛ-1250/10	1250	6	0,4	11700	6
		10	0,4	11700	6
ТСЛ-1600/10	1600	6	0,4	10800	6
		10	0,4	10800	6
ТМ-1600/10	1600	6	0,4	16500	5,5
		10	0,4	16500	5,5
ТСЛ-2000/10	2000	6	0,4	15000	6
		10	0,4	15000	6
ТСЛ-2500/10	2500	6	0,4	19500	6
		10	0,4	19500	6
ТМ-2500/10	2500	6	0,4	16500	6,5
		10	0,4	23500	6,5
ТМ-4000/10	4000	6	0,4	33500	7,5
		10	0,4	33500	7,5

Продолжение табл. П В.1

Тип	Мощность $S_{нт}$, МВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери КЗ $P_{кз}$, кВт	η_k , %
		ВН	НН		
Трансформаторы с высшим напряжением 35 – 150 кВ					
ТМ-4000/35	4	35	6,3	33,5	7,5
		35	10,5	33,5	7,5
ТМ-6300/35	6,3	35	6,3	33,5	7,5
		35	10,5	33,5	7,5
ТМН-6300/35	6,3	35	6,3	46,5	7,5
		35	11	46,5	7,5
ТД-10000/35	10	38,5	6,3	46,5	7,5
		38,5	10,5	46,5	7,5
ТДНС-10000/35	10	36,75	6,3	60	8
		36,75	10,5	60	8
ТД-16000/35	16	38,5	6,3	46,5	7,5
		38,5	10,5	46,5	7,5
ТДНС-16000/35	16	36,75	6,3	85	10
		36,75	10,5	85	10
ТРДНС-25000/35	25	36,75	6,3	115	10,5
		36,75	10,5	115	10,5
ТРДНС-40000/35	40	36,75	6,3	170	12,7
		36,75	10,5	170	12,7
ТРДНС-63000/35	63	36,75	6,3	250	12,7
		36,75	10,5	250	12,7
ТМ-4000/110	4	121	6,3	115	16,5
		121	10,5	115	16,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6	44	10,5
		115	11	44	10,5
ТМ-6300/110	6,3	121	6,3	115	16,5
		121	10,5	115	16,5

Продолжение табл. П В.1

Тип	Мощность $S_{пт}$, МВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери КЗ $P_{кз}$, кВт	u_k , %
		ВН	НН		
ТДН-10000/110	10	115	6,6	58	10,5
		115	11	58	10,5
ТД-10000/110	10	121	6,3	115	16,5
		121	10,5	115	16,5
ТДН-16000/110	16	115	6,6	85	10,5
		115	11	85	10,5
ТД-16000/110	16	121	6,3	115	16,5
		121	10,5	115	16,5
ТРДН-25000/110	25	115	6,3	120	10,5
		115	10,5	120	10,5
ТД-25000/110	25	121	6,3	115	16,5
		121	10,5	115	16,5
ТРДН-40000/110	40	115	6,3	170	10,5
		115	10,5	170	10,5
ТРДН-63000/110	63	115	6,3	245	10,5
		115	10,5	245	10,5
ТМН-4000/150	4	158	6,6	35	10,5
		158	11	35	10,5
ТМН-6300/150	6,3	158	6,6	35	10,5
		158	11	35	10,5
ТДН-16000/150	16	158	6,6	88	11
		158	11	88	11
ТДТН-25000/150	25	158	6,6	145	18
		158	11	145	18
ТДТН-40000/150	40	158	6,6	185	18
		158	11	185	18
ТРДН-63000/150	63	158	6,6	235	10,5
		158	11	235	10,5

Таблица П В.2 – *Конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности*

Тип	Мощность, кВАр	Габаритные размеры, мм		
		длина	высота	глубина
на напряжение 0,4 кВ				
УКМ-0,4-37,5 (12,5+25) У3	37,5	600	1000	300
УКМ-0,4-50 (12,5×2+25) У3	50	600	1000	300
УКМ-0,4-50 (12,5×4) У3	50	600	1000	300
УКМ-0,4-50 (25×2) У3	50	600	1000	300
УКМ-0,4-62,5 (12,5+25×2) У3	62,5	600	1000	300
УКМ-0,4-75 (25×3) У3	75	600	1000	300
УКМ-0,4-75 (12,5×2+25×2) У3	75	600	1000	300
УКМ-0,4-87,5 (12,5+25×3) У3	87,5	600	1000	300
УКМ-0,4-100 (25×4) У3	100	600	1000	300
УКМ-0,4-112,5 (12,5+25×4) У3	112,5	600	1000	300
УКМ-0,4-125 (25×5) У3	125	600	1000	300
УКМ-0,4-137,5 (12,5+25×5) У3	137,5	800	1200	400
УКМ-0,4-150 (25×6) У3	150	800	1200	400
УКМ-0,4-175 (25×7) У3	175	800	1200	400
УКМ-0,4-200 (25×8) У3	200	800	1200	400
УКМ-0,4-225 (25×9) У3	225	600	2000	600
УКМ-0,4-250 (25×10) У3	250	600	2000	600
УКМ-0,4-275 (25×11) У3	275	600	2000	600
УКМ-0,4-300 (25×12) У3	300	600	2000	600
УКМ-0,4-325 (25+50×6) У3	325	800	2000	600
УКМ-0,4-350 (50×7) У3	350	800	2000	600
УКМ-0,4-375 (25+50×7) У3	375	800	2000	600
УКМ-0,4-400 (50×8) У3	400	800	2000	600
УКМ-0,4-450 (50×9) У3	450	800	2000	600
УКМ-0,4-500 (50×10) У3	500	800	2000	600
УКМ-0,4-550 (50×11) У3	550	800	2000	600
УКМ-0,4-600 (50×12) У3	600	800	2000	600

Продолжение табл. П В2

Тип	Мощность, кВАр	Габаритные размеры, мм		
		длина	высота	глубина
на напряжение 6,3 кВ				
УКЛ57-6,3-75 УХЛЗ	75	1342	1700	725
УКЛ57-6,3-150 УХЛЗ	150	1342	1700	725
УКЛ57-6,3-225 УХЛЗ	225	1342	1700	725
УКЛ57-6,3-300 УХЛЗ	300	1342	1700	725
УКЛ57-6,3-450 УХЛЗ	450	1342	1700	725
УКЛ57-6,3-600 УХЛЗ	600	1794	1700	725
УКЛ57-6,3-750 УХЛЗ	750	1794	1700	725
УКЛ57-6,3-900 УХЛЗ	900	1794	1700	725
УКЛ57-6,3-1350 УХЛЗ	1350	2292	1700	725
УКЛ57-6,3-1500 УХЛЗ	1500	2292	1700	725
УКЛ57-6,3-1800 УХЛЗ	1800	2744	1700	725
на напряжение 10,5 кВ				
УКЛ57-10,5-75 УХЛЗ	75	1342	1700	725
УКЛ57-10,5-150 УХЛЗ	150	1342	1700	725
УКЛ57-10,5-225 УХЛЗ	225	1342	1700	725
УКЛ57-10,5-300 УХЛЗ	300	1342	1700	725
УКЛ57-10,5-450 УХЛЗ	450	1342	1700	725
УКЛ57-10,5-600 УХЛЗ	600	1794	1700	725
УКЛ57-10,5-750 УХЛЗ	750	1794	1700	725
УКЛ57-10,5-900 УХЛЗ	900	1794	1700	725
УКЛ57-10,5-1350 УХЛЗ	1350	2292	1700	725
УКЛ57-10,5-1500 УХЛЗ	1500	2292	1700	725
УКЛ57-10,5-1800 УХЛЗ	1800	2744	1700	725

Таблица П В.3 – *Силовые трансформаторы для тиристорного преобразователя электроприводов постоянного тока*

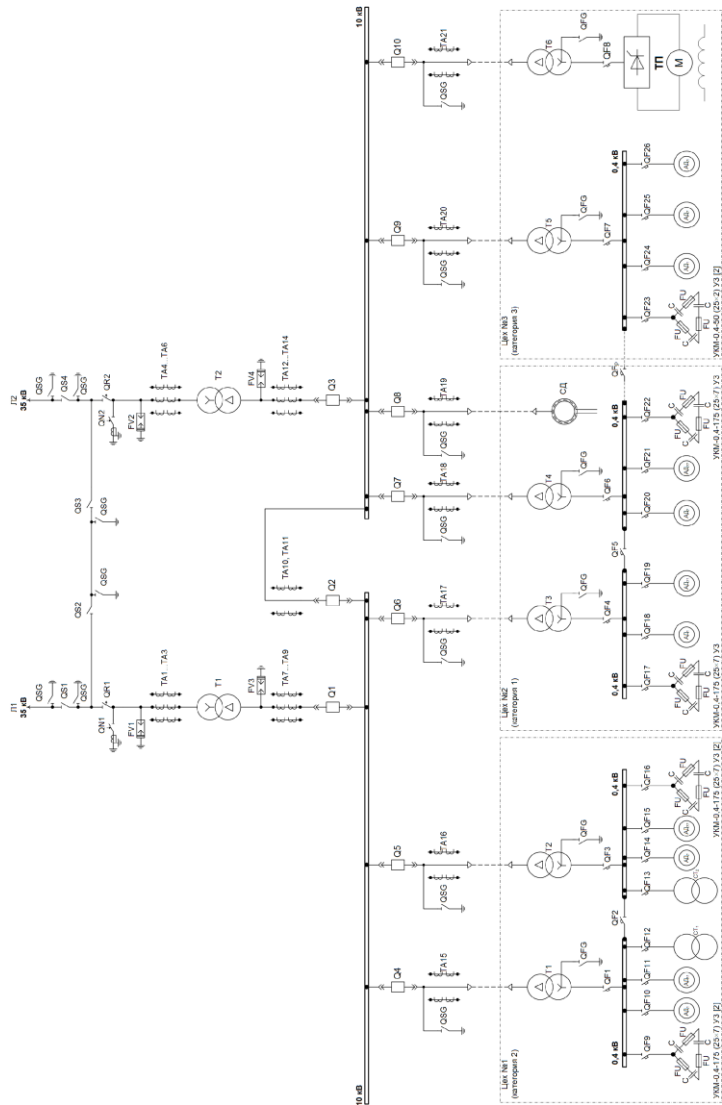
Тип	$S_{н.т.},$ кВА	$U_c,$ кВ	Вентильная обмотка		Преобразователь		Потери, Вт		$\eta_k, \%$
			$U_B, В$	$I_B, А$	$U_d, В$	$I_d, А$	P_{xx}	$P_{кз}$	
ТСЗП-10/0,7-УХЛ4	7,3	0,38 0,66	205	20,5	230	25	130	320	4,7
ТСЗП-16/0,7-УХЛ4	14,6	0,38	205	41	230	50	140	550	5,2
		0,66							
		0,38	410	20,5	460	25			
		0,66							
ТСЗП-25/0,7-УХЛ4	29,1	0,38	205	82	230	100	210	1100	5,5
		0,66							
		0,38	410	41	460	50			
		0,66							
ТСЗП-63/0,7-УХЛ4	58	0,38	205	164	230	200	330	1900	5,5
		0,66							
		0,38	410	82	460	100			
		0,66							
ТСЗП-100/0,7-УХЛ4	93	0,38 0,66	205	262	230	320	440	2300	5,8
ТСЗП-125/0,7-УХЛ4	117	0,38 0,66	410	164	460	200	520	2700	5,8
ТСЗП-160/0,7-У3	147	0,38	416	204	460	250	795	2400	4,7
	143		101	816	115	1000			4,5
	142		315	261	345	320			4,5
	143		202	408	230	500			4,5
ТСЗП-250/0,7-У3	230	0,38	100	1305	115	1600	915	3600	4,5
	235		208	653	230	800		3800	4,7
	235		416	326	460	400		3700	4,7
	220		315	408	345	500		3400	4,4

Продолжение табл. П В.3

Тип	$S_{н.т.}$, кВА	U_c , кВ	Вентильная обмотка		Преобразователь		Потери, Вт		η_k , %
			U_b , В	I_b , А	U_d , В	I_d , А	P_{xx}	$P_{кз}$	
ТСЗП-400/10-У3	402	6(10)	569	408	660	500	1600	5200	5,8
	364		409	514	460	630		4500	5,3
	351		310	653	345	800		4700	5,6
	362		205	1020	230	1250		4700	5,3
ТСЗП-630/10-У3	645	6(10)	570	652	660	800	2100	6350	6,2
	580		410	816	460	1000	2100	6000	5,9
	554		313	1020	345	1250	2000	5600	5,9
	580		205	1632	230	2000	2000	6450	5,9
ТСЗП-1000/10-У3	1007	6(10)	712	816	825	1000	2650	8400	6,1
	1007		570	1020	660	1250		8400	6,1
	938		415	1305	460	1600		8000	5,6
	878		310	1632	345	2000		8000	5,5
	725		205	2040	230	2500		8000	5,4
ТСЗП-1600/10-У3	1450	6(10)	410	2042	460	2500	3400	12500	5,5
	1612		570	1635	660	2000		13500	6
	1621		717	1308	825	1600		13500	6
ТСЗП-2500/10-У3	2324	6(10)	410	3267	460	4000	4800	17500	6,5
	1979		561	2042	660	2500		14000	5,2
	2509		710	2042	825	2500		19500	6,5
ТСЗП-4000/10-У3	3220	6(10)	570	3265	660	4000	6400	18000	6
	4028		570	4080	660	5000		25000	7,4
	4030		712	3265	825	4000		25000	7,4
	3180		902	2042	1050	2500		18000	6

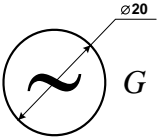
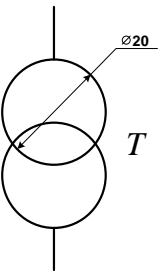
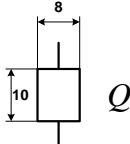
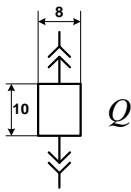
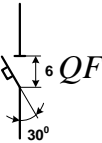
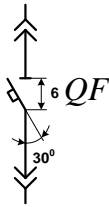
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Пример однолинейной схемы электроснабжения промышленного предприятия

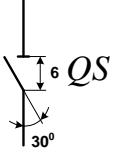
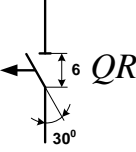
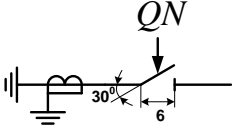
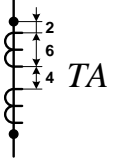
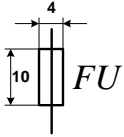
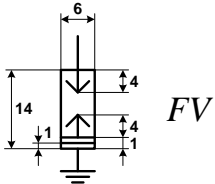


ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица П Д.1 – *Условные обозначения графического представления схемы электроснабжения*

Наименование оборудования	Условное обозначение
Генератор	
Двухобмоточный трехфазный трансформатор	
Выключатель на напряжение выше 1000 В	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  </div> <div style="text-align: center;">  <p style="font-size: small;">в ячейке КРУ-6(10) кВ</p> </div> </div>
Выключатель на напряжение ниже 1000 В	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  </div> <div style="text-align: center;">  <p style="font-size: small;">в ячейке КРУ-0,4 кВ</p> </div> </div>

Продолжение табл. П Д.1

Наименование оборудования	Условное обозначение
Разъединитель	
Отделитель	
Короткозамыкатель	
Трансформатор тока с двумя вторичными обмотками	
Предохранитель	
Разрядник	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1993 – 9 с.
2. Методические указания к курсовому проектированию «Электроснабжение промышленных предприятий» / сост. Сенкевич И.Н. – Харьков: ХПИ, 1990. – 36 с.
3. Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
4. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
5. Князевский Б.А. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник. – 3-е изд., перераб. и доп./ Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин. – М.: Высш. школа, 1986. – 400 с.
6. Методические указания к курсовому проекту «Проектирование систем электроснабжения» / сост. Гук Ю.Б., Кизеветтер Е.Н. – Ленинград: ЛПИ им. М.И. Калинина, 1980. – 48 с.
7. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий. М788 – 930 – М.: Тяжпромэлектропроект, 1984.
8. Коновалова Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Л.Л. Коновалова, Л.Д. Рожкова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
9. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под общ. ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проекти-

рования: учеб. пособ. для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

11. Небрат И.Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ: учеб. пособ. / И.Л. Небрат. – С-Пб.: Петербургский энергетический институт, 1998. – 55 с.

12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 648 с.

13. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во межгосударственных стандартов, 1996 – 65 с.

14. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электроснабжение промышленных предприятий» для студентов специальности 7.092208 – «Электропривод и автоматизация промышленных предприятий и робототехнических комплексов» / сост. Бегальский А.Я. – Х.: ХГПУ, 1998. – 35 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК	4
1.1. Расчет электрической нагрузки трехфазных приемников электроэнергии	5
1.2. Расчет электрической нагрузки силовых однофазных приемников электроэнергии.....	10
1.3. Расчет нагрузки синхронного двигателя	19
1.4. Расчет нагрузки тиристорного преобразователя для электроприводов постоянного тока	19
1.5. Расчет осветительной нагрузки	20
1.6. Расчет суммарной мощности нагрузки цехов на напряжении 0,4 кВ.....	28
1.7. Расчет нагрузки цеха с учетом потерь в трансформаторах.....	28
1.8. Расчет нагрузки для главной понизительной подстанции (ГПП) завода на напряжение 6 (10) кВ	28
2. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ И МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЦЕХОВЫХ И ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИЙ	31
2.1. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	31
2.2. Выбор числа и мощности трансформаторов главной понижительной подстанции	34
2.3. Выбор места расположения цеховых подстанций и ГПП.....	36
3. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	42
3.1. Внешнее электроснабжение	42
3.2. Внутреннее электроснабжение	43
4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	47
4.1. Расчет мощности компенсирующих устройств в сетях промышленного предприятия	48
4.2. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях общего назначения 6 – 10 кВ и распределительной сети 0,4 кВ	51

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	60
5.1. Расчет токов КЗ на шинах 6 (10) кВ ГПП в относительных единицах	62
5.2. Расчет токов КЗ на шинах 0,4 кВ в именованных единицах.....	67
5.3. Расчет ударного тока внешнего КЗ для цепи питания тиристорного электропривода.....	74
6. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	76
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	77
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	91

Навчальне видання

КОЛУШКО Денис Георгійович
АСМОЛОВА Лариса Валеріївна

**ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ**

Навчально-методичний посібник до виконання курсового проекту за
курсом «Електропостачання промислових підприємств
та енергозбереження»
для студентів заочної форми навчання за спеціалізацією
«Електромеханічні системи автоматизації та електропривод»

Російською мовою

Роботу до видання рекомендував

проф. Долбня В.Т.

В авторській редакції

План 2016 р., поз. 71

Підп. до друку 05.07.2016 р. Формат 60×84 1/16. Папір офсет.

Riso – друк. Гарнітура Times New Roman. Ум. друк. арк. 3,2.

Наклад 100 прим. Зам. № Ціна договірна.

Видавничий центр НТУ «ХП»
Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 3657 від 24.12.2009 р.
61002, Харків, вул. Фрунзе, 21

Надруковано у ТОВ «ПЛАНЕТА-ПРИНТ»
61002, м. Харків, вул. Фрунзе, 16
ЄДРПОУ 3125131 від 19.12.2000 р.