

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ОТРАСЛИ

Учебное пособие

2021
Санкт-Петербург

УДК 621.311.1

Учебное пособие «Электроснабжение объектов отрасли» (для студентов направлений подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.05.02 «Специальные электромеханические системы») / Сост. С.П. Агеев, В.П. Кузьменко, С.В. Солёный, О.Я. Солёная – СПб: ГУАП, 2021. – 100 с.

Составители: проф., д.т.н. С.П. Агеев, В.П. Кузьменко, доц., к.т.н. С.В. Солёный, доц., к.т.н. О.Я. Солёная

Рецензенты: проф., д.т.н. Сериков С.А., доц., к.т.н. Голубков В.А.

Учебное пособие содержит теоретические материалы по методикам расчета типовых задач систем электроснабжения: определение электрических нагрузок, потерь мощности и электрической энергии, параметров сети с осветительной электрической нагрузкой, токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ, выбор электрооборудования.

Предназначено для студентов очной и заочной формы обучения высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.05.02 «Специальные электромеханические системы», изучающих курс «Электроснабжение», «Электроснабжение объектов отрасли».

Подготовлено к публикации кафедрой электромеханики и робототехники по рекомендации методической комиссии института инновационных технологий в электромеханике и робототехники ГУАП.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1. СПОСОБЫ И МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	7
1.1 ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	7
1.2 МЕТОД УПОРЯДОЧЕННЫХ ДИАГРАММ	11
1.3 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ	19
«ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК УЗЛА ПИТАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ».....	19
1.4 МЕТОД РАСЧЕТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА	23
1.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОВОДНИКА, ПИТАЮЩЕГО ГРУППУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ	27
1.6 ЗАДАНИЕ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ.....	31
«ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОВОДНИКА, ПИТАЮЩЕГО ГРУППУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПО МЕТОДУ РАСЧЕТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА»	31
1.7 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	34
1.8 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ	39
«ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИЛОВОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ».....	39
2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	45
2.1 МЕТОДЫ РАСЧЕТА СЕТИ С ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКОЙ	46
2.2 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ	57

«РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСВЕТИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЗАДАННОГО ПОМЕЩЕНИЯ».....	57
2.3 РАСЧЕТ И ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ И СЕЧЕНИЙ УЧАСТКОВ СЕТИ.....	64
2.4 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ	67
«ВЫБОР АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ 0,4 КВ»	67
3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 0,4 КВ.....	67
3.1 РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	69
3.2 СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ СЕТИ.....	69
3.3 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 КВ	73
3.4 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ «РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ СЕТИ 0,4 КВ»	80
4. МЕТОДИКА ВЫБОРА КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ И СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	82
4.1 ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ	87
«ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУТОЧНЫХ ПОТЕРЬ И МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ МАКСИМАЛЬНОМУ КПД ТРАНСФОРМАТОРА»	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	101

Перечень используемых сокращений

- АВ – автоматический выключатель
- АВР – автоматический ввод резерва
- БК – батареи силовых конденсаторов
- ДРЛ – дуговая ртутная лампа
- КЗ – короткое замыкание
- КРМ – компенсация реактивной мощности
- КСС – кривая силы света
- КУ – конденсаторная установка
- ЛЛ – люминесцентная лампа
- ЛН – лампа накаливания
- ПВ – продолжительность включения
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- РЩ – распределительный щит
- РЗ – релейная защита
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТТ – трансформатор тока

Введение

Энергетика является базовой отраслью экономики Российской Федерации. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей является залогом успешного развития экономики как государства в целом, так и каждого его сектора. Важнейшим направлением энергетики является создание эффективных систем электроснабжения. Это направление не стоит на месте и постоянно развивается. Поводов для этого не мало, т.к. они обусловлены постоянным расширением производств – конечных потребителей энергии, задачами по снижению потерь мощности путем разработки более совершенного передающего и преобразующего электричество оборудования, увеличению пропускной способности элементов сети.

Дальнейшее развитие электроэнергетической отрасли требует постоянного совершенствования и обновления передающего и преобразующего электричество оборудования, а также модернизации существующего оборудования с учетом инновационных технологических достижений в данной отрасли.

Электроустановки современных промышленных объектов представляют собой сложные системы, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, что, в свою очередь, требует создания систем автоматизации работы отдельных элементов сети. В этих условиях принципиально важно, чтобы в проектах электроснабжения ответственных объектов принимались решения, отвечающие требованиям электробезопасности, наименьших затрат на их сооружение, удобства эксплуатации и надежности работы. От категории потребителей электроэнергии и особенностей технологического процесса зависит надежность системы электроснабжения, неправильная оценка особенностей технологического процесса может привести как к снижению надежности системы электроснабжения, так и к неоправданным затратам на излишнее резервирование.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения, заключаются в: правильном выборе рационального напряжения для системы внешнего и внутреннего электроснабжения объекта, определении электрических нагрузок, принятии решений по электрическому освещению, рациональном выборе числа и мощности трансформаторов, правильном построении схемы электроснабжения, соответствующей высокому уровню надежности и требованиям к бесперебойности электропитания, определении токов короткого замыкания, выборе защитно-коммутационных и вспомогательных устройств.

Данное пособие содержит методики и примеры расчета типовых задач низковольтных систем электроснабжения и позволит сформировать у студентов необходимые знания об обеспечении качества, надежности и эффективности электроснабжения потребителей.

1. Способы и методы определения электрических нагрузок

1.1 Основные теоретические положения

Первоначальным этапом проектирования любых систем электроснабжения является определение электрических нагрузок.

Расчет нагрузок необходим для обоснования выбора площади сечения проводников и токопроводящих цепей на тепловой нагрузке, происходящей в результате нагрева от протекания электрического тока, расчета потерь, проверки условий выбора силового трансформатора, определения необходимости расчета компенсирующих устройств, а также определения токов срабатывания уставок, установленных в аппаратах защиты.

Соответствие неизменной во времени величины расчетной нагрузки и эквивалентной переменной нагрузке определяется по максимальному тепловому воздействию, то есть такому воздействию, при котором будут максимальными температура нагрева и, соответственно, тепловой износ изоляции и токоведущих частей проводника.

В качестве расчетной нагрузки обычно принимается максимальная из средних нагрузок с длительностью 30 минут в течение одной рабочего дня или смены. При этом необходимо учитывать различия получасовых максимумов активной мощности P_p реактивной мощности Q_p , полной мощности S_p , и тока нагрузки I_p .

В качестве средней нагрузки (активная P_c , реактивная Q_c) выбирается средняя мощность за период самого нагруженного рабочего дня или смены.

Специалистам в области проектирования и расчета систем электроснабжения также приходится сталкиваться с пиковой (максимальной) нагрузкой. Такую нагрузку часто можно встретить выраженной через $I_{\text{пик}}$ и возникающей в моменты пусков электродвигателей, при работе сварочного оборудования и пр. Учет пиковой нагрузки или пиковых токов необходим для вычисления колебаний напряжения, также выбора номиналов уставок аппаратов защиты.

В качестве пиковой нагрузки от одного асинхронного двигателя принимают его пусковой ток:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} = k_n I_{\text{ном}}, \quad (1)$$

где $I_{\text{пуск}}$ - пусковой ток двигателя, А;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток двигателя, А;

k_n - кратность пускового тока по отношению к номинальному (определяется по каталогам).

Для многодвигательного электропривода, а также группы, состоящей из 2...5 двигателей

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.м}} + \sum_{i=1}^{n-1} I_{pi}, \quad (2)$$

где $I_{\text{пуск.м}}$ - наибольший из пусковых токов электродвигателей, входящих в данную группу, А;

$\sum_{i=1}^{n-1} I_{pi}$ - сумма расчетных токов остальных $(n-1)$ двигателей группы, А.

Пиковую нагрузку или пиковые токи при группах нагрузки в которых пять и более электродвигателей определяется как арифметическая сумма наибольшего пускового тока самого мощного электродвигателя из группы и расчетного тока всей группы двигателей, при этом необходимо вычесть номинальный ток самого мощного электродвигателя с наибольшим пусковым током:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.м}} + (I_p - k_n I_{\text{ном}}), \quad (3)$$

где I_p - расчетный ток группы всех двигателей, А;

k_n - коэффициент использования механизма, приводимого двигателем с наибольшим пусковым током;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный (приведенный к продолжительному режиму, т.е. к ПВ=1) ток электродвигателя с наибольшим пусковым током, А.

В качестве *номинальной мощности* отдельного потребителя принимается мощность, указанная на заводской бирке оборудования или приведенная в заводском паспорте на изделие.

Принятое понятие *номинальная активная мощность* ($P_{\text{ном}}$) для одного электроприемника с продолжительным режимом работы определяется мощность, которую развивает двигатель на валу при работе на номинальном напряжении.

Если двигатель работает в повторно–кратковременном режиме, то в качестве его номинальной мощности принимают паспортную мощность, приведенную к продолжительному режиму:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп.}} \sqrt{\text{ПВ}},$$

где $P_{\text{пасп.}}$ - паспортная мощность, кВт;

ПВ - продолжительность включения, отн. ед., нередко можно встретить в %. Обычно продолжительность включения ПВ выбирают из ряда стандартных значений: 15, 25, 40, 60 %.

В случае использования на производстве сварочных трансформаторов номинальная активная мощность принимается как некоторая условная мощность, приведенная к ПВ=1:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп.}} \sqrt{\text{ПВ}} \cos \varphi, \quad (4)$$

где $S_{\text{пасп.}}$ - паспортная мощность трансформатора (по паспортным данным), кВт·А;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности сварочного трансформатора.

В случаях работы и проведения расчетов с такими потребителями как лифты, электромеханические лебедки или крановые установки под приемником электроэнергии следует понимать один или несколько электрических приводов каждого устройства, номинальные мощности которых складываются.

Для того, чтобы рассчитать номинальную активную мощность группы электроприемников необходимо вычислить сумму номинальных мощностей отдельных электроприемников, приведенных к ПВ=1:

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}, \quad (5)$$

где $P_{\text{ном}}$ - групповая номинальная активная мощность, кВт;

$P_{номi}$ - номинальная активная мощность одного электроприемника, кВт.

При определении суммарной номинальной мощности однофазных приемников предварительно следует распределить их возможно равномернее по отдельным фазам сети. После этого их суммарная номинальная мощность приводится к условной трехфазной номинальной мощности:

$$P_{ном.у} = 3P_{ном.ф.м}, \quad (6)$$

где $P_{ном.у}$ - условная трехфазная номинальная активная мощность, кВт;

$P_{ном.ф.м}$ - наибольшая номинальная активная мощность приемников, приходящаяся на одну фазу, кВт.

При расчетах электрических нагрузок используют ряд безразмерных коэффициентов и величины, приведенные ниже.

Коэффициент использования активной мощности одного электроприемника $k_{и}$ и группы электроприемников $K_{и}$:

$$k_{и} = \frac{P_c}{P_{ном}}, \quad K_{и} = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{\sum_i^n k_{иi} P_{номi}}{\sum_i^n P_{номi}},$$

где $P_c, P_{ном}$ - средняя и номинальная активные мощности одного приемника, кВт;

$P_c, P_{ном}$ - средняя и номинальная активные мощности группы приемников, кВт;

Коэффициент максимума активной мощности представляет собой отношение

$$K_M = \frac{P_p}{P_c},$$

где P_p - расчетная активная мощность, кВт.

Коэффициент спроса K_c по активной мощности представляет собой отношение

$$K_c = \frac{P_p}{P_{ном}} = K_M K_{и},$$

В случаях если группа электроприемников имеет различные номинальные мощности, но работает в однородном режиме то удобно

использовать понятие *эффективного (приведенного) числа электроприемников n_3* .

Приведенное число приемников группы определяется достаточно точно по формуле:

$$n_3 = \left(\sum_1^n P_{\text{ном}i} \right)^2 / \sum_1^n P_{\text{ном}i}^2 = P_{\text{ном}}^2 / \sum_1^n P_{\text{ном}i}^2$$

При фактическом числе приемников $n=4$ и более допускается приведенное число n_3 считать равным фактическому при отношении

$$m = \frac{P_{\text{ном.max}}}{P_{\text{ном.min}}} \leq 3,$$

где $P_{\text{ном.max}}$ $P_{\text{ном.min}}$ номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего по мощности приемников группы, кВт.

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

$$n_3 = \frac{2P_{\text{ном}}}{P_{\text{ном.max}}}$$

Если найденное по этой формуле число n_3 окажется больше фактического n то следует принять $n_3 = n$.

1.2 Метод упорядоченных диаграмм

Основным методом расчета электрических нагрузок является метод упорядоченных диаграмм (метод коэффициента максимума). Согласно этому

методу, расчет выполняют по отдельным узлам питания системы электроснабжения в следующем порядке:

1. Все электроприемники узла делят на характерные технологические группы с однородным режимом работы (одинаковые коэффициенты $k_{и}$ и $\cos\varphi$)

2. Для каждой группы подсчитывают фактическое число приемников и их суммарную номинальную активную мощность $P_{ном}$. При этом номинальные мощности всех приемников должны быть приведены к ПВ=1.

3. Для каждой группы однородных по режиму приемников определяют средние активную, кВт, и реактивную, квар, мощности.

Для трехфазных приемников

$$P_c = K_{и} P_{ном} \quad Q_c = P_c \operatorname{tg}\varphi$$

Для однофазных силовых приемников условная мощность

$$P_{с.у} = K_{и} P_{ном.} \quad Q_{с.у} = P_{с.у} \operatorname{tg}\varphi$$

где коэффициенты $K_{и}$ и $\operatorname{tg}\varphi$ определяются по паспортным данным.

4. Для узла питания в целом определяют:

а) общее фактическое число n приемников;

б) их суммарную номинальную активную мощность $P_{ном.уз}$, кВт;

в) суммарные средние активную $P_{с.уз}$, кВт и реактивную $Q_{с.уз}$, квар,

мощности по формулам:

$$P_{с.уз} = \sum_1^{m_1} P_c + \sum_1^{m_2} P_{с.у}$$

$$Q_{с.уз} = \sum_1^{m_1} Q_c + \sum_1^{m_2} Q_{с.у}$$

m_1 - число групп трехфазных приемников;

m_2 - число групп однофазных приемников.

г) средневзвешенное значение коэффициента использования активной мощности приемников узла

$$K_{и.с} = \frac{P_{с.уз}}{P_{ном.уз}};$$

д) эффективное число приемников узла $n_э$;

е) коэффициент максимума активной мощности приемников узла

$$K_M = \sqrt{1 + \frac{2}{(K_{и.с}^2 + 0,036)n_3}};$$

ж) расчетные нагрузки узла питания

- расчетную активную мощность, кВт,

$$P_{р.уз} = P_{р.с} + P_{р.о};$$

где $P_{р.с}$ расчетная активная мощность силовых приемников узла, кВт,

$$P_{р.с} = K_M P_{с.уз}$$

$P_{р.о}$ – расчетная активная мощность приемников освещения, кВт,

$$P_{р.о} = K_{с.о} K_{пра} P_{ном.о}$$

$K_{с.о}$ - коэффициент спроса приемников освещения, определяемый по справочным данным ($K_{с.о}=1$ для светильников наружного освещения; $K_{с.о}=0,85$ для светильников внутреннего освещения);

$K_{пра}$ - коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре (для люминесцентных ламп для $K_{пра}=1,25$; газоразрядных ламп $K_{пра}=1,12$; для ламп накаливания $K_{пра}=1,0$);

$P_{ном.о}$ - номинальная активная мощность приемников освещения, равная сумме номинальных мощностей светильников, кВт.

- расчетную реактивную мощность, квар,

$$Q_{р.уз} = Q_{р.с} + Q_{р.о};$$

$Q_{р.с}$ - расчетная реактивная мощность силовых приемников, квар;

$Q_{р.о}$ - расчетная реактивная мощность приемников освещения, квар,

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \operatorname{tg} \varphi_0$$

$\operatorname{tg} \varphi_0$ - коэффициент реактивной мощности приемников освещения (определяется по справочным данным).

Величина $Q_{р.с}$ определяется в зависимости от числа n_3 :

$$\text{при } n_3 \leq 10 \quad Q_{р.с} = 1,1 Q_{с.уз}$$

$$\text{при } n_3 > 10 \quad Q_{р.с} = Q_{с.уз}$$

- расчетную полную мощность, кВт·А,

$$S_{р.уз} = \sqrt{P_{р.уз}^2 + Q_{р.уз}^2};$$

- расчетный ток, А,

$$I_{\text{р.уз}} = \frac{S_{\text{р.уз}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}};$$

где $U_{\text{ном}}$ номинальное линейное напряжение сети, кВ.

Пример:

Определить расчетные нагрузки узла питания системы электроснабжения объекта строительства, создаваемые однофазными и трехфазными электроприемниками со следующими паспортными данными:

а) однофазные электроприемники – сварочные трансформаторы, включенные на напряжение 380 (коэффициент использования $k_{\text{и}}=0,35$):

$S_{\text{пасп}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	ПВ, %	$\cos\varphi$	n
60	60	0,6	3
66	60	0,6	2
40	60	0,6	1

б) трехфазные электроприемники продолжительного режима:

Название механизма	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$\cos\varphi$	n	$k_{\text{и}}$
Вентиляторы	7,5	0,8	5	0,65
Насосы	13	0,7	4	0,70

Решение:

Все приемники узла питания делим на характерные технологические группы: сварочные трансформаторы, вентиляторы, насосы.

2. Для каждой группы определяем количество приемников и их суммарные номинальные мощности.

Для сварочных трансформаторов по формуле (4) находим номинальные активные мощности, приведенные к ПВ=1:

$$P_{\text{ном1}} = 60\sqrt{0,6} \cdot 0,6 = 27,9 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ном2}} = 66\sqrt{0,6} \cdot 0,6 = 30,7 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ном3}} = 40\sqrt{0,6} \cdot 0,6 = 18,6 \text{ кВт};$$

Учитывая, что у сварочных трансформаторов напряжение питания 380 В, распределяем их между фазами трехфазной сети возможно равномернее, т.е. по два трансформатора:

- между фазами *a* и *b*

$$P_{\text{номab}} = P_{\text{ном1}} + P_{\text{ном1}} = 27,9 + 27,9 = 55,8 \text{ кВт};$$

- между фазами *b* и *c*

$$P_{\text{номbc}} = P_{\text{ном2}} + P_{\text{ном3}} = 30,7 + 18,6 = 49,3 \text{ кВт};$$

- между фазами *a* и *c*

$$P_{\text{номca}} = P_{\text{ном1}} + P_{\text{ном2}} = 27,9 + 30,7 = 58,6 \text{ кВт}.$$

Определяем номинальные мощности, приходящиеся на каждую фазу:

$$P_{\text{нома}} = \frac{P_{\text{номab}} + P_{\text{номca}}}{2} = \frac{55,8 + 58,6}{2} = 57,2 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{номb}} = \frac{P_{\text{номbc}} + P_{\text{номab}}}{2} = \frac{49,3 + 55,8}{2} = 52,6 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{номc}} = \frac{P_{\text{номca}} + P_{\text{номbc}}}{2} = \frac{58,6 + 49,3}{2} = 54,0 \text{ кВт}.$$

Из расчета видно, что наибольшая номинальная активная мощность приходится на фазу *a*, т.е. $P_{\text{ном,ф.м}}$. Тогда условная трехфазная номинальная мощность по формуле (6) равна

$$P_{\text{ном,у}} = 3 \cdot 57,2 = 171,6 \text{ кВт}.$$

Для вентиляторов по формуле (5) имеем

$$P_{\text{ном}} = 5 \cdot 7,5 = 37,5 \text{ кВт}.$$

Для насосов по формуле (5) определяем

$$P_{\text{ном}} = 5 \cdot 13 = 52 \text{ кВт}.$$

3. Для каждой группы однородных приемников определяем средние активную и реактивную мощности.

Для сварочных трансформаторов по формулам (11) находим:

$$P_{c,y} = 0,35 \cdot 171,6 = 60,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{c,y} = 60,1 \cdot 1,33 = 80,1 \text{ квар.}$$

Для вентиляторов по формулам (10) вычисляем:

$$P_c = 0,65 \cdot 37,5 = 24,4 \text{ кВт};$$

$$Q_c = 24,4 \cdot 0,75 = 18,3 \text{ квар.}$$

Для насосов по формулам (10):

$$P_c = 0,7 \cdot 52 = 36,4 \text{ кВт};$$

$$Q_c = 36,4 \cdot 1,02 = 37,1 \text{ квар.}$$

1. Для узла питания в целом определяем:

а) общее фактическое число приемников $n=15$;

б) суммарную номинальную активную мощность

$$P_{\text{ном.уз}} = 171,6 + 37,5 + 52 = 261,1 \text{ кВт};$$

в) суммарные средние активную и реактивную мощности по формулам (12) и (13) соответственно:

$$P_{c,uz} = 60,1 + 24,4 + 36,4 = 120,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{c,uz} = 80,1 + 18,3 + 37,1 = 135,5 \text{ квар.}$$

г) средневзвешенное значение группового коэффициента использования активной мощности по формуле (14):

$$K_{и.с} = \frac{120,9}{261,1} = 0,46;$$

д) эффективное число приемников узла, вычислив предварительно по формуле (8) отношение

$$m = \frac{30,7}{7,5} = 4,1.$$

Так как $m > 3$ и $K_{и.с}$, то для определения числа $n_э$ воспользуемся формулой (9):

$$n_3 = \frac{2 \cdot 261,1}{30,7} = 17.$$

Учитывая, что найденное по этой формуле значение n_3 оказалось больше фактического $n=15$, то принимаем $n_3 = n=15$

е) коэффициент максимума активной мощности, подставив в формулу (15) найденные значения $K_{и.с}$ и n_3 :

$$K_M = \sqrt{1 + \frac{2}{(0,46^2 + 0,036) \cdot 15}} = 1,24;$$

ж) расчетные нагрузки узла питания:

- расчетную активную мощность

$$P_{р.уз} = 1,24 \cdot 120,9 = 150 \text{ кВт};$$

- расчетную реактивную мощность по формуле (19), так как $n_3 > 10$

$$P_{р.с} = 135,5 \text{ квар};$$

- расчетную полную мощность по формуле (20):

$$S_{р.уз} = \sqrt{150^2 + 135,5^2} = 202 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

- расчетный ток по формуле (21):

$$I_{р.уз} = \frac{202}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 307 \text{ А}.$$

Пример:

Определить расчетные нагрузки и пиковый ток кабеля, питающего группу двигателей двух грузоподъемных кранов, имеющих следующие механизмы:

Двигатель механизма	$P_{\text{пасп.}}$ кВт	ПВ, %	$\cos\varphi$	$I_{\text{пв}}$, А
Подъема груза	12	15	0,76	27,5
Передвижения тележки	4	15	0,72	
Передвижения крана	8	15	0,75	

Все двигатели асинхронные с фазным ротором, напряжение сети 380 В; коэффициент использования активной мощности $k_{и}=0,1$ Ток статора $I_{\text{пв}}$ двигателя механизма подъема груза указан при ПВ = 15 %.

Решение:

1. Определяем приведенные к продолжительному режиму (ПВ=1) номинальные активные мощности двигателей механизмов:

- подъема груза

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}} = 12 \cdot \sqrt{0,15} = 4,6 \text{ кВт};$$

- передвижения тележки

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}} = 4 \cdot \sqrt{0,15} = 1,6 \text{ кВт};$$

- передвижения крана

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}} = 8 \cdot \sqrt{0,15} = 3,1 \text{ кВт};$$

Номинальная мощность электроприемников одного крана, приведенная к ПВ=1, равна $P_{\text{ном1}} = 4,6 + 1,6 + 3,1 = 9,3 \text{ кВт}$, а двух кранов $P_{\text{ном}} = 18,6$

2. Определяем отношение

$$m = \frac{P_{\text{ном.max}}}{P_{\text{ном.min}}} = \frac{4,6}{1,6} = 2,875.$$

Так как $m < 3$, а фактическое число ЭП в группе составляет более 4, то допускается приведенное число n_3 ЭП считать равным фактическому, т.е. $n_3 = n = 6$.

3. Определяем среднюю активную (P_c) и реактивную мощность (Q_c) всех электроприемников:

$$P_c = k_{\text{и}} P_{\text{ном}} = 0,1 \cdot 18,6 = 1,86;$$

$$Q_c = 2k_{\text{и}} \sum_{i=1}^3 P_{\text{ном}i} \text{tg} \varphi_i = 2 \cdot 0,1 \cdot (4,6 \cdot 0,86 + 3,1 \cdot 0,88 + 1,6 \cdot 0,96) = 1,64 \text{ квар};$$

4. Определяем коэффициент максимума активной мощности приемников:

$$K_{\text{м}} = \sqrt{1 + \frac{2}{(0,1^2 + 0,036) \cdot 6}} = 2,87;$$

5. Вычисляем расчетные нагрузки кабеля питания:

- расчетная активная мощность

$$P_p = 2,87 \cdot 1,86 = 5,34 \text{ кВт};$$

- расчетная реактивная мощность по формуле (19), так как $n_3 < 10$:

$$Q_p = 1,1 \cdot 1,64 = 1,8 \text{квар};$$

- расчетная полная мощность по формуле (20):

$$S_p = \sqrt{5,34^2 + 1,8^2} = 5,64 \text{кВ} \cdot \text{А};$$

- расчетный ток по формуле (21):

$$I_p = \frac{5,64}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 8,56 \text{А}.$$

6. Находим пусковой ток наиболее мощного двигателя с фазным ротором при $k_{п}=25$ (по каталогу):

$$I_{\text{пуск.м}} = k_{п} I_{\text{пв}} = 2,5 \cdot 27,5 = 68,75 \text{А}$$

Номинальный ток этого двигателя, приведенный к ПВ=1,

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{пв}} \frac{\sqrt{\text{ПВ}}}{0,875} = 27,5 \frac{\sqrt{0,15}}{0,875} = 12,2 \text{А}.$$

Определяем пиковый ток кабеля по формуле (3):

$$I_{\text{пик}} = 68,75 + (8,56 - 0,1 \cdot 12,2) = 76,1 \text{А}.$$

1.3 Задания для самостоятельного выполнения

«Определение расчетных нагрузок узла питания системы электроснабжения»

Определить расчетные нагрузки узла питания системы электроснабжения, создаваемые однофазными и трехфазными электроприемниками согласно данным таблицы 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные о потребителях

№ Варианта	Кол-во фаз	Тип электроприемника	$S_{\text{пасп}}$, кВт*А	ПВ, %	$\cos\varphi$	n	$k_{и}$
1	1	Кофемашины полуавтоматические, рожковые	3,5	60	0,95	5	0,6
	1	Духовой шкаф	6	60	0,89	2	0,6
	1	Сушильный шкаф, нагревательные элементы	4	40	0,83	4	0,6
2	3	Вентиляторы, Насосы	4,5	60	0,4	6	0,85

	1	Сварочные трансформаторы	25	40	0,78	5	0,5
	3	Машины электросварочные стыковые	5	40	0,78	4	0,5
3	1	Кофемашины полуавтоматические, рожковые	3,5	60	0,95	3	0,8
	3	Духовой шкаф	6	60	0,89	2	0,7
	3	Сушильный шкаф, нагревательные элементы	5	60	0,89	2	0,85
4	3	Вентиляторы высокого давления	7	40	0,89	4	0,87
	3	Дробилка с асинхронным двигателем	10	40	0,89	2	0,83
	3	Пресс гидравлический с электроприводом	20	60	0,89	2	0,83
5	3	Насосы высокого давления	6	40	0,85	3	0,8
	3	Дробилка с синхронным двигателем	1,5	40	0,85	1	0,6
	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	20	60	0,85	2	0,6
6	1	Кофемашины полуавтоматические, рожковые	2,5	60	0,95	2	0,9
	1	Духовой шкаф	2	60	0,95	2	0,7
	1	Насосы и электромеханические заслонки приточной вентиляции	0,5	60	0,92	12	0,9
7	3	Машины электросварочные стыковые	5	40	0,78	2	0,55
	1	Сварочные трансформаторы	25	40	0,78	3	0,55
	3	Вентиляторы и электромеханические заслонки приточной вентиляции	0,75	60	0,92	6	0,9
8	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	20	60	0,85	2	0,6
	3	Пароконвектомат	2	60	0,95	2	0,7
	3	Дробилка с синхронным двигателем	1,5	40	0,85	1	0,6

9	3	Вентиляторы высокого давления	7	40	0,89	4	0,87
	1	Вентиляторы и электромеханические заслонки приточной вентиляции	1,25	60	0,92	6	0,9
	3	Насосы высокого давления	6	40	0,85	3	0,8
10	3	Аккумуляторная зарядная станция	50	60	0,95	2	0,6
	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	60	0,85	2	0,6
	3	Машины электросварочные стыковые	5	40	0,78	2	0,55
11	1	Сварочные трансформаторы	25	40	0,78	3	0,55
	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	60	0,85	2	0,6
	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	15	40	0,85	2	0,6
12	3	Насосы высокого давления	6	40	0,85	3	0,8
	3	Аккумуляторная зарядная станция	50	60	0,95	2	0,6
	3	Дробилка с синхронным двигателем	1,5	40	0,85	1	0,6
13	3	Машины электросварочные стыковые	5	60	0,8	2	0,5
	1	Сварочные трансформаторы	25	60	0,8	3	0,5
	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	60	0,85	2	0,7
14	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	15	40	0,89	2	0,7
	3	Насосы высокого давления	6	40	0,89	3	0,8
	3	Аккумуляторная зарядная станция	40	60	0,92	2	0,6
15	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	60	0,85	1	0,7
	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	15	40	0,89	2	0,7

	1	Подъемник грузовой до 100 кг.	5	40	0,89	1	0,7
	3	Насосы высокого давления	3	40	0,89	2	0,8
16	1	Насосный агрегат моноблочный фланцевый	1,5	40	0,95	1	0,8
	1	Генератор водорода для воды	1	60	0,95	2	0,5
	1	Кофемашины полуавтоматические, рожковые	2,5	60	0,95	2	0,9
17	3	Пароконвектомарт	3,4	60	0,92	2	0,7
	3	Насосы и электромеханические заслонки приточной вентиляции	3,5	60	0,92	12	0,9
	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	60	0,85	1	0,3
18	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	10	60	0,89	2	0,5
	1	Подъемник грузовой до 100 кг.	5	60	0,89	1	0,8
	3	Дробилка с синхронным двигателем	1,5	40	0,85	1	0,6
19	3	Машины электросварочные стыковые	5	60	0,8	2	0,5
	1	Сварочные трансформаторы	25	60	0,8	3	0,5
	3	Насосы и электромеханические заслонки приточной вентиляции	3,5	40	0,92	4	0,8
20	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	60	0,92	3	0,4
	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	10	60	0,92	2	0,5
	3	Насосы и электромеханические заслонки приточной вентиляции	3,5	60	0,82	4	0,8
21	3	Подъемник грузовой до 1500 кг.	20	40	0,82	3	0,4
	3	Подъемник грузовой до 500 кг.	10	40	0,82	2	0,5

22	3	Дробилка с синхронным двигателем	1,5	40	0,82	1	0,6
	3	Машины электросварочные стыковые	5	60	0,83	2	0,5
	1	Сварочные трансформаторы	25	60	0,83	3	0,5

1.4 Метод расчетного коэффициента

Распределения мощностей, а также характер и форма их потребления электроприемниками зависят от особенностей технологического процесса потребителя электрической энергии. Групповой график распределения потребляемой мощности представляет собой сумму потребляемых мощностей отдельных электроприемников, которые входят в одну эффективную группу.

Однако в силу неполной загрузки неодновременности работы, случайных моментов включения и выключения, различных скачков и трудно прогнозируемых событий, даже при одинаковых мощностях электроприемников групповой график распределения мощностей может принимать совершенно различные описания.

Очевидно, что принятие во внимание и определение всех возможных факторов влияния на электрическую сеть и характер потребления нагрузки возможен только с применением принципов и основ теории вероятностей с определенными допущениями.

При использовании метода коэффициента расчетной активной мощности устанавливается связь расчетного максимума P_p группового графика активной мощности с показателями режима отдельных электроприемников.

Как уже говорилось выше, основой для определения расчетных нагрузок является принцип максимумов средних нагрузок за скользящий интервал времени.

С учетом данных определения в качестве расчетной нагрузки по допустимому нагреву принимают максимальную из средних нагрузок за интервал времени $3T_0$ где T_0 - постоянная времени нагрева элемента электрической сети (кабеля, провода, шинпровода, трансформатора и т.д.).

Принимаются следующие постоянные времени нагрева элементов сети:

- $T_0=10$ мин. - для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинпровода, пункты, сборки, щиты;
- $T_0=2,5$ ч. - для магистральных шинпроводов и цеховых трансформаторов;
- $T_0=30$ мин. - для кабелей напряжением 6 кВ и выше.

Исходя из этого можно определить расчетные зависимости, которые позволяют охарактеризовать коэффициент расчетной активной мощности в зависимости от эффективного числа электроприемников:

$$P_p = K_p \sum_{j=1}^m P_{cj},$$

где P_p - расчетная активная мощность, кВт;

K_p - коэффициент расчетной активной мощности;

j - номер технологической подгруппы электроприемника с однородным режимом работы, т.е. с одинаковыми индивидуальными коэффициентами использования $k_{и}$ и мощности $\cos\varphi$;

m - количество технологических подгрупп электроприемника;

P_{cj} - средняя активная мощность электроприемника j – й подгруппы, кВт.

Из вышеизложенного следует, что расчетные нагрузки отдельных электроприемников (ЭП) имеют различные временные характеристики. Исходя из этого для вычисления групповой расчетной нагрузки нельзя выполнять простое арифметическое сложение расчетных нагрузок отдельных ЭП. Также, номинальная мощность входящих в группу ЭП, может и будет отличаться, что говорит о неоднородном, неодинаковом весовом влиянии ЭП на формирование групповых максимумов.

Для того, чтобы прийти к возможности более стабильного формирования и прогнозирования нагрузок рекомендуется объединять ЭП в так называемые эффективные группы, где n_3 , это число ЭП которые будут иметь близкие к одинаковым или одинаковые номинальные активные мощности $p_{\text{ном.э}}$ и общий групповой коэффициент использования $K_{\text{г}}$.

Параметр n_3 называют *эффективным числом электроприемников* и определяют по формуле:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2},$$

при этом общий коэффициент использования по активной мощности будет иметь вид:

$$K_{\text{г}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{г}i} p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}},$$

Иными словами, *эффективным числом* n_3 можно описать количество ЭП с однородным режимом работы и одинаковой мощностью, обеспечивающее такой же расчетный максимум нагрузки, как и в группе, состоящей из n ЭП с отличающимися режимами работы и мощностями.

Учет всех режимов работы различных ЭП, состоящих в одной группе, задача нетривиальная. Однако, как правило, при расчете коэффициента расчетной активной мощности достаточно учитывать n_3 общий коэффициент использования $K_{\text{г}}$ а также постоянную времени T_0 , которая характеризует время нагрева проводника при определенной нагрузке.

При расчете реактивных нагрузок сети могут допускаться бóльшие погрешности, чем при расчете активных, так как эти нагрузки при эксплуатации промышленных электрических сетей намного легче (путем применения конденсаторных батарей или использования других мер) подчиняются регулированию. Поэтому в соответствии с «Указаниями по расчету электрических нагрузок» для питающих сетей напряжением до 1 кВ

расчетную реактивную мощность можно определять как определенную зависимость от эффективного числа ЭП n_3 :

- при $n_3 \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \sum_{j=1}^m Q_{cj}$$

- при $n_3 > 10$

$$Q_p = \sum_{j=1}^m Q_{cj}$$

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций:

$$Q_p = Q_c$$

где Q_c средняя реактивная мощность всех ЭП, получающих питание через данный элемент сети, квар.

Для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторы, распределительные устройства и высоковольтные ЭП,

$$Q_p = Q_c$$

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены расчетные мощности $P_{p.o}$ и $Q_{p.o}$ приемников освещения.

В этом случае полная расчетная мощность электроприемников напряжением до 1 кВ, кВ·А,

$$S_p = \sqrt{(P_{p.c} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.c} + Q_{p.o})^2}$$

Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается площадь сечения линии по условию допустимого нагрева, определяется по выражению

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

где I_p - расчетный ток нагрузки, А;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, кВ.

1.5 Определение расчетных электрических нагрузок проводника, питающего группу электроприемников напряжением до 1 кВ

1. Выявляются номинальные параметры электроприемников (номинальная активная мощность, коэффициент мощности), входящих в группу, а также их коэффициенты использования. Резервные и эпизодически работающие приемники не учитываются. Определяется постоянная нагрузка элемента электрической сети, для которого рассчитываются электрические нагрузки.

2. Все электроприемники группы делят на характерные технологические подгруппы с однородным режимом работы (одинаковые значениями коэффициентов использования $k_{и}$ и мощности $\cos\varphi$).

3. Для каждой подгруппы однородных по режиму приемников определяют средние активную P_c кВт, и реактивную Q_c квар, мощности.

Для трехфазных силовых приемников

$$P_c = K_{и} P_{ном} \quad Q_c = P_c \operatorname{tg}\varphi$$

где $P_{ном}$ суммарная номинальная активная мощность ЭП подгруппы, кВт.

$\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент реактивной мощности, соответствующий заданному $\cos\varphi$.

Для однофазных силовых приемников условная мощность:

$$P_{с.у} = K_{и} P_{ном.} \quad Q_{с.у} = P_{с.у} \operatorname{tg}\varphi$$

4. Для узла питания в целом определяют:

а) общее фактическое число n приемников;

б) их суммарную номинальную активную мощность $P_{ном.уз}$ кВт;

в) суммарные средние активную $P_{с.уз}$ кВт, и реактивную $Q_{с.уз}$ квар, мощности по формулам

$$P_{с.уз} = \sum_1^{m_1} P_c + \sum_1^{m_2} P_{с.у}$$

$$Q_{с.уз} = \sum_1^{m_1} Q_c + \sum_1^{m_2} Q_{с.у}$$

где m_1 - число групп трехфазных приемников;

m_2 - число групп однофазных приемников.

г) средневзвешенное значение группового коэффициента использования активной мощности силовых приемников узла:

$$K_{и} = \frac{P_{с.уз}}{P_{ном.уз}}$$

д) эффективное число $n_э$ электроприемников узла;

При определении $n_э$ для многодвигательных приводов следует учитывать все одновременно работающие электродвигатели данного привода. При этом в случае если в группе есть двигатели, которые будут включаться одновременно и иметь однородный режим работы, то их следует учитывать как один ЭП, в этом случае номинальная мощность будет равна сумме номинальных мощностей одновременно включаемых двигателей.

Если число ЭП велико, то эффективное число ЭП допускается рассчитывать по следующему выражению:

$$n_э = \frac{2P_{ном.уз}}{P_{ном.мах}}$$

где $P_{ном.мах}$ - номинальная мощность наиболее мощного ЭП группы.

е) расчетный коэффициент K_p активной мощности допускается определять по справочным данным, которые учитывают зависимость величины группового $K_{и}$ ЭП по активной мощности, эффективного числа $n_э$ и постоянной времени нагрева T_0 выбираемого проводника сети.

ж) расчетные нагрузки узла питания

- расчетную активную мощность, кВт,

$$P_{р.уз} = P_{р.с} + P_{р.о};$$

где $P_{р.с}$ расчетная активная мощность силовых приемников узла, кВт,

$$P_{р.с} = K_M P_{с.уз}$$

$P_{р.о}$ – расчетная активная мощность приемников освещения, кВт,

$$P_{р.о} = K_{с.о} K_{пра} P_{ном.о}$$

$K_{с.о}$ - коэффициент спроса приемников освещения, определяемый по справочным данным ($K_{с.о}=1$ для светильников наружного освещения; $K_{с.о}=0,85$ для светильников внутреннего освещения);

$K_{пра}$ - коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре (для люминесцентных ламп для $K_{пра}=1,25$; газоразрядных ламп $K_{пра}=1,12$; для ламп накаливания $K_{пра}=1,0$);

$P_{ном.о}$ - номинальная активная мощность приемников освещения, равная сумме номинальных мощностей светильников, кВт.

- расчетную реактивную мощность, квар,

$$Q_{р.уз} = Q_{р.с} + Q_{р.о};$$

$Q_{р.с}$ - расчетная реактивная мощность силовых приемников, квар;

$Q_{р.о}$ - расчетная реактивная мощность приемников освещения, квар,
 $Q_{р.о}=P_{р.о}tg\varphi_0$

$tg\varphi_0$ - коэффициент реактивной мощности приемников освещения (определяется по справочным данным).

Величина $Q_{р.с}$ определяется в зависимости от числа n_3 :

при $n_3 \leq 10$ $Q_{р.с}=1,1Q_{с.уз}$

при $n_3 > 10$ $Q_{р.с}=Q_{с.уз}$

- расчетную полную мощность, кВт·А,

$$S_{р.уз} = \sqrt{P_{р.уз}^2 + Q_{р.уз}^2};$$

- расчетный ток, А,

$$I_{р.уз} = \frac{S_{р.уз}}{\sqrt{3}U_{ном}};$$

где $U_{ном}$ номинальное линейное напряжение сети, кВ.

Таблица 1.2 – Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов промышленных предприятий

<i>Механизмы и аппараты</i>	<i>K_u</i>	<i>$\cos\varphi$</i>
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы	0,12–0,14	0,5

(мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные, расточные).		
То же при крупносерийном производстве.	0,16	0,6
То же при тяжелом режиме работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки).	0,17–0,25	0,65
Поточные линии, станки с ЧПУ	0,6	0,7
Переносный электроинструмент	0,06	0,65
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-техническая вентиляция	0,6–0,8	0,8–0,85
Насосы, компрессоры, дизель-генераторы и двигатель-генераторы	0,7–0,8	0,8–0,85
Краны, тельферы, кран-балки при ПВ = 25 %	0,06	0,5
То же при ПВ = 40 %	0,1	0,5
Транспортеры	0,5–0,6	0,7–0,8
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,25–0,3	0,35–0,4
Приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,2–0,24	0,65
Элеваторы, шнеки, несбалансированные конвейеры мощностью до 10 кВт	0,4–0,5	0,6–0,7
То же, сблокированные и мощностью выше 10 кВт	0,55–0,75	0,7–0,8
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5	0,7
Сварочные машины шовные	0,2–0,5	0,7
Сварочные машины стыковые и точечные	0,2–0,25	0,6
Сварочные дуговые автоматы	0,35	0,5
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75–0,8	0,95
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75–0,8	0,95

Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой изделий	0,5	0,95
Вакуум-насосы	0,95	0,85
Вентиляторы высокого давления	0,75	0,85
Вентиляторы к дробилкам	0,4–0,5	0,7–0,75
Газодувки (аглоэкструдеры) при синхронных двигателях	0,6	0,8–0,9
То же при асинхронных двигателях	0,8	0,8
Молотковые дробилки	0,8	0,85
Шаровые мельницы	0,8	0,8
Грохоты	0,5–0,6	0,6–0,7
Смесительные барабаны	0,6–0,7	0,8
Чашевые охладители	0,7	0,85
Электрофильтры	0,4	0,87
Вакуум-фильтры	0,3	0,4
Вагоноопрокидыватели	0,6	0,5
Грейферные краны	0,2	0,6
Лампы накаливания	0,85	1,0
Люминесцентные лампы	0,85–0,9	0,95
Сушильные барабаны и сепараторы	0,6	0,7

1.6 Задание для самостоятельного выполнения

«Определение расчетных электрических нагрузок проводника, питающего группу электроприемников напряжением до 1 кВ по методу расчетного коэффициента»

Исходя из номера варианта определить электрическую нагрузку заданного электроприемника с учетом особенностей производственного отделения, заданной мощности и количества электроприемников, входящих в группу.

Таблица 1.4.2 – Ведомость нагрузок

№ Варианта	Вид используемого электроприемника	Мощность кВт	Кол-во
1. ОТДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРОИЗВОДСТВА ДЕТАЛЕЙ МЕЛКОЙ СЕРИИ			
1	Фрезерная машина	4,5	3
2	Токарно-сверлильный аппарат	3,2	2
3	Точильный агрегат	5	3
4	Шлифовальная машина	8	5

5	Автоматический фрезер	36	6
2 ОТДЕЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА СВАРОЧНЫХ РАБОТ			
6	Автотрансформатора для сварки трансформатор, 1ф. ПВ=40%	28	3
7	Роботизированная сварочная машина ,3ф, ПВ=60%	32	2
8	Автоматический электростыковочный сварочный станок ПВ=40%	5	4
9	Автоматический электростыковочный сварочный станок ПВ=40%	4,5	3
3. ОТДЕЛЕНИЕ КРУПНОСЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА			
10	Автоматизированный резак для труб	17,6	13
11	Горизонтально-расточная машина	18,6	14
12	Робот-фрезеровщик (горизонтальный разрез)	26,17	12
13	Робот-фрезеровщик (вертикальный разрез)	14,2	12
14	Робот-палетер	6,2	10
15	Робот-палетер	10,2	8
4. ОТДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ КРУПНОСЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА			
16	Фрезерная машина	4,5	10
17	Токарно-сверлильный аппарат	3,2	10
18	Точильный агрегат	5	10
19	Шлифовальная машина	8	10
20	Автоматический фрезер	36	10
21	Фрезерная машина	4,5	11
22	Вентиляторы принудительного надува	3,2	11

Шаблон для заполнения расчетной таблицы

Тип	Исходные параметры		Расчетные данные									
	По заданию	Справочные	K	K	K	u	γ	n_s	K_p	P_p	Q_p	S_p

потребителя	n , шт.	$P_{ном}$		K_u	Коэфф. мощность и								кВт	квар	кВ·А	А	
		$P_{ном}$	$n \cdot P_{ном}$		$\cos \varphi$	$tg \varphi$											
Всего:																	

1.7 Методы определения потерь мощности и электрической энергии в различных элементах системы электроснабжения

При передаче электроэнергии от источника питания к потребителям во всех звеньях системы электроснабжения возникают потери мощности и энергии.

Рассмотрим определение потерь мощности и энергии в различных элементах системы электроснабжения.

Воздушные и кабельные линии.

Потери активной мощности в трехфазных линиях передачи, кВт,

$$\Delta P_l = 3I_p^2 R_l \cdot 10^{-3},$$

где I_p - расчетный ток линии, А;

R_l - активное сопротивление провода линии, Ом.

Аналогично определяют потери реактивной мощности, квар,

$$\Delta Q_l = 3I_p^2 X_l \cdot 10^{-3},$$

где X_l - индуктивное сопротивление линии, Ом.

Для воздушных линий

$$X_l = 0,35l,$$

где l - длина линии, км.

Зная потери мощности, можно определить соответствующие им потери электроэнергии за год:

потери активной энергии, кВт·ч,

$$\Delta W_l = \Delta P_l \tau_m,$$

потери реактивной энергии, квар·ч,

$$\Delta V_l = \Delta Q_l \tau_m.$$

Здесь величина τ_m - число часов использования максимальных потерь – условное время, в течение которого в электрической сети, работающей с

максимальной расчетной токовой нагрузкой I_p будут иметь место потери энергии, равные действительным годовым потерям при работе с переменной нагрузкой $I(t)$.

Значение τ_m может быть определено по эмпирической формуле:

$$\tau_m = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760.$$

Здесь T_m - годовое число часов использования максимума нагрузки – то есть время, за которое при неизменной расчетной нагрузке I_p , электрическая сеть передаст столько же энергии, сколько и по действительному переменному графику $I(t)$ в течение года.

Потери мощности в силовых трансформаторах.

В силовом трансформаторе основные потери складываются из потерь активной ΔP_T и реактивной ΔQ_T мощности. К потерям активной мощности относятся потери, вызванные процессом нагрева обмоток трансформатора, изменяющиеся с ростом или уменьшением тока нагрузки, а также потери, которые возникают в результате перемангничивания сердечника (магнитные потери ΔP_M), данные потери не зависят от тока нагрузки.

Данные по активным потерям в силовых трансформаторах обычно указываются в каталожных или паспортных данных и имеют следующие обозначения:

$$\Delta P_T = \Delta P_\vartheta + \Delta P_M = \beta_T^2 P_K + P_0,$$

где P_K - потери мощности, которые определяются при проведении испытаний на короткое замыкание и соответствуют потерям в обмотках при номинальной нагрузке, кВт;

β_T - коэффициент загрузки трансформатора при расчетной мощности S_p ;

P_0 - потери мощности, которые определяются при испытаниях на холостом ходу и соответствуют потерям в сердечнике при номинальном напряжении, кВт.

Реактивные потери ΔQ_T также состоят из двух основных параметров: потери рассеивания ΔQ_T , происходящие в результате рассеивания магнитного

потока в трансформаторе, данные потери также зависят от тока нагрузки, и потери намагничивания ΔQ_m , происходящие в результате намагничивания сердечника трансформатора, данные потери не зависят от тока нагрузки и определяются в основном током холостого хода I_0

Для определения потерь мощности на рассеивание используют следующее выражение:

$$\Delta Q_p = \frac{u_k S_{\text{ном.т}}}{100} \beta_T^2 \text{квар},$$

где u_k - напряжение короткого замыкания, %;

$S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Для определения потерь мощности в результате намагничивания используют следующее выражение:

$$\Delta Q_m = \frac{i_0 S_{\text{ном.т}}}{100} \text{квар},$$

где i_0 - ток холостого хода, %.

При этом для определения общих потерь реактивной мощности используется следующее выражение:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_p + \Delta Q_m = \frac{u_k S_{\text{ном.т}}}{100} \beta_T^2 + \frac{i_0 S_{\text{ном.т}}}{100} = 0,01 S_{\text{ном.т}} (u_k \beta_T^2 + i_0).$$

Потери активной электроэнергии в обмотках трансформатора, кВт·ч,

$$\Delta W_3 = \Delta P_3 \tau_M.$$

Потери электроэнергии в сердечнике трансформатора, кВт·ч,

$$\Delta W_M = P_0 T_{\text{вкл}},$$

где $T_{\text{вкл}}$ - число часов включения трансформатора в сеть.

Тогда общие потери активной электроэнергии, кВт·ч, за год при $T_{\text{вкл}} = 8760$ ч.

$$\Delta W_T = \Delta W_3 + \Delta W_M = \beta_T^2 P_K + P_0 T_{\text{вкл}}.$$

Общие потери реактивной электроэнергии в трансформаторе за год, квар·ч,

$$\Delta V_T = \Delta Q_p \tau_M + \Delta Q_m T_{\text{вкл}} = \frac{u_k \beta_T^2 S_{\text{ном.т}}}{100} \tau_M + \frac{i_0 S_{\text{ном.т}}}{100} T_{\text{вкл}} = 0,01 S_{\text{ном.т}} (u_k \beta_T^2 \tau_M + i_0 T_{\text{вкл}}).$$

Если на трансформаторной подстанции установлено два трансформатора одинаковой номинальной мощности $S_{\text{НОМ.Т}}$, а суммарная расчетная нагрузка подстанции равна S_p , то потери активной электроэнергии в обоих трансформаторах, кВт·ч,

$$\Delta W_T = 2P_0 T_{\text{вкл}} + 2P_k \left(\frac{S_p}{2S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \tau_M;$$

Или

$$\Delta W_T = 2P_0 T_{\text{вкл}} + \frac{1}{2} P_k \left(\frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \tau_M.$$

В данных выражениях в скобках в числителе используется выражение суммарной расчетной нагрузки S_p подстанции, то есть используются значения нагрузки, приходящейся на оба трансформатора, а в знаменателе значение номинальной мощности $S_{\text{НОМ.Т}}$ одного трансформатора.

Аналогично определяются и общие потери реактивной электроэнергии в двух трансформаторах за год.

Количество потребляемой ЭП активной электроэнергии определяется следующим выражением:

$$W_c = P_{\text{р.с}} T_M,$$

Количество потребляемой ЭП реактивной электроэнергии определяется как:

$$V_c = Q_{\text{р.с}} T_M,$$

где W_c - количество активной электроэнергии, кВт·ч;

$P_{\text{р.с}}$ - расчетная активная мощность силовых электроприемников, кВт;

V_c - количество реактивной электроэнергии, квар·ч;

$Q_{\text{р.с}}$ - расчетная реактивная мощность силовых электроприемников, квар.

В случае с осветительной нагрузкой количество активной электрической энергии W_0 и реактивной V_0 , может быть определено по следующим выражениям:

$$W_o = P_{p.o} T_{m.o}, \quad V_o = Q_{p.o} T_{m.o},$$

Где $P_{p.o}$ - расчетная активная мощность приемников освещения, кВт;

$T_{m.o}$ - число часов использования максимума осветительной нагрузки;

$Q_{p.o}$ - расчетная реактивная мощность приемников освещения, квар.

Тогда суммарный годовой расход электроэнергии с учетом потерь ее в линиях и трансформаторах:

$$W = W_c + W_o + \Delta W_{л} + \Delta W_{т},$$

$$V = V_c + V_o + \Delta V_{л} + \Delta V_{т}.$$

Пример:

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{ном.т}=400$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=295$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,8$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Решение:

Выписываем паспортные данные трансформатора:

$$P_k=5,5 \text{ кВт}, \quad P_0=1,08 \text{ кВт}, \quad u_k=4,5\%, \quad i_0=2,1\%.$$

По заданной величине T_m определяем число часов использования максимальных потерь: $\tau_m=1968$ ч.

Годовые потери активной электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta W_{т} = 5,5 \left(\frac{295}{400} \right)^2 \cdot 1968 + 1,08 \cdot 8760 = 15348 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Количество переданной по сети электроэнергии за год

$$W_{г} = S_p \cos \varphi_p T_m = 295 \cdot 0,8 \cdot 3500 = 826000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Годовые потери активной электроэнергии:

$$\Delta w_{т} = \frac{15348}{826000} 100 = 1,86\%.$$

Количество переданной по сети реактивной электроэнергии за год:

$$V_{г} = S_p \sin \varphi_p T_m = 295 \cdot 0,6 \cdot 3500 = 619500 \text{ квар}\cdot\text{ч}.$$

Годовые потери реактивной электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta V_T = 0,01 \cdot 400 \left[4,5 \left(\frac{295}{400} \right)^2 1968 + 2,1 \cdot 8760 \right] = 92851 \text{ кВар} \cdot \text{ч.}$$

или

$$\Delta V_T = \frac{92851}{619500} 100 \approx 15 \text{ \%}.$$

1.8 Задания для самостоятельного выполнения

«Определение потерь электроэнергии в силовом трансформаторе»

Вариант 1

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1000$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=995$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,73$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=5500$ ч.

Вариант 2

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=300$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=160$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,79$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=1500$ ч.

Вариант 3

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=350$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=260$ кВ·А при

коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,9$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=2500$ ч.

Вариант 4

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{ном.т}=650$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=560$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,92$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 5

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{ном.т}=1350$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1260$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 6

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{ном.т}=1350$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1150$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 7

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{ном.т}=1350$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1250$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч.

Вариант 8

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1350$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1300$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч.

Вариант 9

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1350$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1200$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч.

Вариант 10

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1350$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1100$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч.

Вариант 11

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1000$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=995$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,89$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 12

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1000$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=860$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,83$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=1500$ ч.

Вариант 13

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1000$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=995$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,83$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=1500$ ч.

Вариант 14

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=650$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=560$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,92$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 15

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=550$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=460$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,82$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 16

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=550$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=450$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,85$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 17

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=550$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=500$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,83$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

Вариант 18

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1550$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1450$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,89$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=5500$ ч.

Вариант 19

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1550$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1450$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,92$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=5500$ ч.

Вариант 20

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=1250$ кВ·А, напряжением 6/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=1050$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,93$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч.

Вариант 21

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=550$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=450$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,91$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=5000$ ч.

Вариант 22

Определить годовые потери электроэнергии в силовом трансформаторе номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}}=300$ кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ. Расчетная нагрузка на трансформатор составляет $S_p=250$ кВ·А при коэффициенте мощности приемников $\cos\varphi_p=0,9$ и годовом числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3500$ ч.

После выполнения расчетного задания письменно ответить на следующие вопросы:

1. Какие коэффициенты, характеризуют режимы работы электроприемников?
2. Перечислите основные методы и их алгоритмы расчетов для определения средних нагрузок электроприемников.
3. Объясните понятие расчетной электрической нагрузки. Дайте описание алгоритма определения расчетных электрических нагрузок электроприемников.

4. Дайте классификацию потребителей электрической энергии по:
- категориям надёжности питания;
 - характеристикам потребления электрической энергии;
5. Опишите порядок определения потерь мощности в силовых трансформаторах.

2. Методы расчета электрических сетей

Расчет воздушных и кабельных сетей сводится к определению площади сечения проводов и жил кабелей, выбору аппаратов защиты. При этом решающую роль играет правильный расчет электрических нагрузок.

Расчет электрических сетей должен производиться с обязательным соблюдением следующих положений:

1. При максимальном расчетном токе нагрузки токопроводящие элементы должны оставаться в определенном температурном режиме и не должны нагреваться выше допустимого значения.

2. Отклонение напряжения на вводах всех электроприемников в рабочем режиме должны находиться в допустимых пределах.

3. При определении механической прочности электрических проводников должно выполняться условие, когда механическая прочность больше, либо равна допустимой для заданных условий.

4. Выбор и расчет схемы питающих сетей должен учитывать экономическую целесообразность при минимальных затратах.

5. Автоматические выключатели и другая защитная аппаратура должна обеспечивать защиту от КЗ всех участков сети, на которых установлена данная защита, а в отдельных случаях, по предписанию ПУЭ, также и от длительных перегрузок.

6. Проводники сети, как и аппараты защиты, должны быть стойкими по отношению к токам короткого замыкания.

2.1 Методы расчета сети с осветительной электрической нагрузкой

Сети искусственного электрического освещения как правило имеют большую протяженность и разветвленность. Основной сложностью проектирования и расчета сетей с осветительной нагрузкой является выбор электрических проводников, кабельных линий или шинпроводов с достаточной площадью сечения, при которой будет обеспечиваться как экономическое обоснование, так и условия соответствия пределу по допустимому отклонению напряжения, а также пределу по расчетным токам КЗ, которые должны соответствовать номинальным токам на уставках автоматических выключателей, либо быть заведомо больше номинальных значений. Выбранная площадь сечения должна также обеспечивать протекание тока, не превышающего длительно допустимого значения. В

противном случае обеспечение условий по защите линий от КЗ будет затруднительно.

Минимальное значение допустимого уровня напряжения у наиболее удаленной точки сети светильника должно соответствовать показателям как минимум равным 97,5% от номинального значения.

При определении допустимых потерь напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ в сетях освещения на участке цепи от главного распределительного щита до наиболее удаленной точки с учетом потерь напряжения в трансформаторе используют следующее выражение:

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_{2\text{НОМ}} - \Delta U_{\text{T}} - U_{\text{СВТ}},$$

Где $U_{2\text{НОМ}}$ номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, %;

ΔU_{T} - потеря напряжения в трансформаторе, %;

$U_{\text{СВТ}}$ - минимальное допустимое напряжение у наиболее удаленного светильника, %.

Все величины, приведенные в формуле (22), указываются в процентах к номинальному напряжению сети.

Учитывая, что $U_{2\text{НОМ}}$ и $U_{\text{СВТ}}$ составляют соответственно 105 и 97,5%, получим допустимую потерю напряжения, %

$$\Delta U_{\text{доп}} = 105 - \Delta U_{\text{T}} - 97,5 = 7,5 - \Delta U_{\text{T}}.$$

При определении потерь напряжения во вторичной обмотке трансформатора используют следующее соотношение: зависят от его загрузки и параметров, а также коэффициента мощности потребителей:

$$\Delta U_{\text{T}} = \beta_{\text{T}} \cos \varphi (u_{\text{а.к}} + u_{\text{р.к}} \text{tg } \varphi),$$

Где β_{T} - коэффициент загрузки трансформатора с номинальной мощностью $S_{\text{НОМ.Т}}$, кВА, и расчетной мощностью $S_{\text{р}}$ кВА, электроприемников,

$$\beta_{\text{T}} = S_{\text{р}} / S_{\text{НОМ.Т}};$$

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности электроприемников;

$u_{\text{а.к}}$ - активная составляющая напряжения короткого замыкания, %,

$$u_{\text{а.к}} = 100 P_{\text{к}} / S_{\text{НОМ.Т}};$$

P_k - потери активной мощности в режиме короткого замыкания при номинальной нагрузке (определяются по каталогам), кВт;

$U_{p.k}$ - реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %,

$$u_{p.k} = \sqrt{u_k^2 - u_{a.k}^2};$$

u_k - напряжение короткого замыкания (определяется по каталогам), %.

Как правило, для сетей освещения применяют электрические проводники одинакового сечения, номинальная мощность и коэффициент мощности каждого отдельного светильника также, как правило, одинаковы. Следует отметить, что часто для одного объекта сети наружного и внутреннего освещения будут иметь различные параметры как по мощности, так и по выбору сечения проводника, в силу большей протяженности, требуемой мощности и отличия коэффициентов спроса у сетей наружного освещения.

Для определения потерь напряжения в трехфазной сети с равномерно распределенной нагрузкой по длине линии используют следующее выражение:

$$\Delta U_c = \frac{10^5}{U_{ном}^2} (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi_0) P_{p.o} (l_0 + 0,5l),$$

где $U_{ном}$ - номинальное линейное напряжение сети, В;

r_0, x_0 - активное и индуктивное сопротивления проводов участка линии длиной 1 км, Ом;

$\operatorname{tg} \varphi_0$ - коэффициент реактивной мощности электроприемников освещения;

$P_{p.o}$ - расчетная активная мощность приемников освещения, кВт;

l_0 - расстояние от источника питания (трансформатора) до точки присоединения первого светильника, км;

l - длина участка сети с равномерно распределенной нагрузкой, км.

Если потеря напряжения ΔU_c на участке от источника питания до наиболее удаленного светильника окажется больше допустимого значения $\Delta U_{доп}$ то необходимо увеличить площадь сечения проводов и вновь произвести проверку сети на потерю напряжения.

После выбора проводов осветительной сети по допустимой потере напряжения следует принятую площадь сечения проверить на допустимые токовые нагрузки по нагреву. При этом необходимо учесть требования ПУЭ исходя из которых для двухфазных и однофазных линий в сетях освещения, а также для трехфазных четырехпроводных сетей освещения с люминесцентными лампами и лампами ДРЛ в виде основной осветительной нагрузки площадь сечения фазного и нулевого проводников всегда должна быть одинакова; для трехфазных четырехпроводных сетей освещения с основной осветительной нагрузкой в виде ламп накаливания площадь сечения нулевого проводника может приниматься до 50% от площади сечения фазного проводника.

Пример :

Выполнить расчет общего освещения рабочего помещения по данным таблицы 2 (вариант №0).

Решение :

Условные обозначения размеров помещения заданы следующими параметрами:

a_1 – длина помещения;

b_1 – ширина помещения;

h_1 – высота помещения;

$h_{cв1}$ – высота расположения светильников над рабочим местом;

$c_{пт}$; $c_{ст}$; $c_{п}$ – коэффициенты отражения потолка, стен, пола соответственно.

$E_{н1}$ – минимальная освещенность (определяется на основании заданных условий зрительного напряжения Р).

Если расположить светильники слишком близко, то могут возникнуть слепящие эффекты, вызванные бликами от отражающих рабочих поверхностей. При этом если расположить светильники далеко друг от друга,

то могут возникать «темные пятна» - недостаточно освещенные пространства внутри помещения. Для того, чтобы выбрать оптимальное расстояние между светильниками необходимо руководствоваться принципом экономического обоснования, при котором в расчетах будет достигнуто как можно более равномерное и достаточно яркое освещение помещения без «темных пятен» при использовании минимального количества светильников.

Для того, чтобы рассчитать оптимальное расстояние между светильниками следует определить каталожные значения оптимального отношения расстояния между светильниками S к высоте подвеса над рабочей поверхностью. Параметр S может быть определен по форме кривой силы света (КСС) в области нижней полусферы: для узкого угла светораспределения $S=0,6 - 1$; для среднего $S=1 - 1,5$; для широкого $S=1,5 - 2,5$. (см. рис. 1)

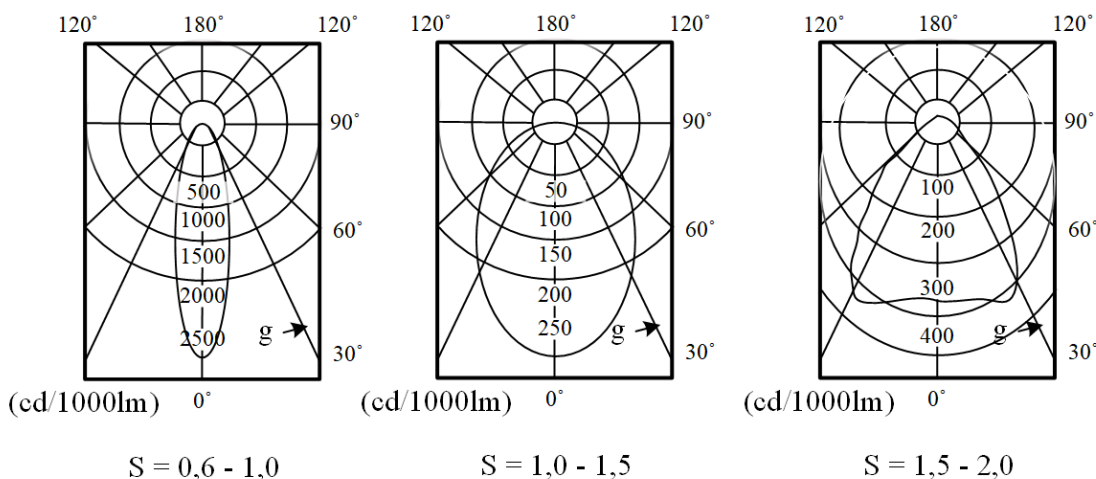


Рисунок 1 – Формы кривой силы света

Оптимальное расстояние между светильниками можно вычислить по формуле $L = S \cdot h$. Расстояние до стены принимается $1/2 L$ или меньшее (см. рис. 2).

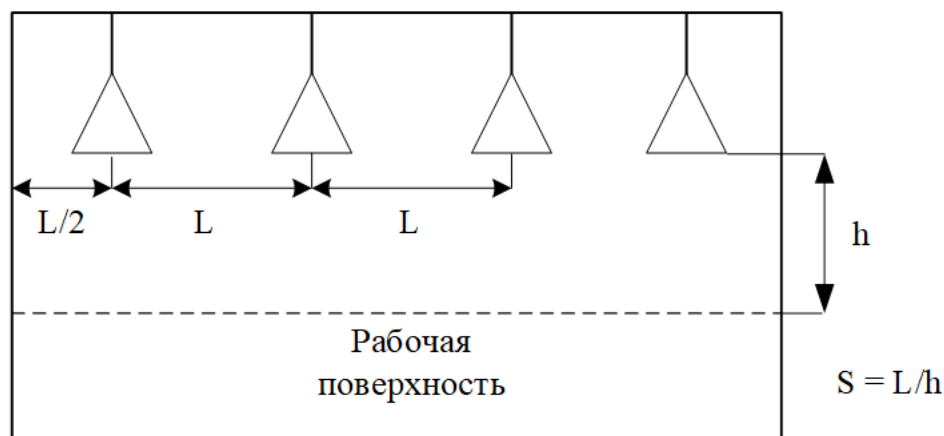


Рисунок 2 – определение оптимального расстояния

В начале расчетов необходимо определить оптимальное расстояние и количество рядов светильников, которые возможно установить исходя из параметров помещения, для этого зададимся определенным расстоянием L_1 от стены до центра светильников первого ряда:

$$L_1 = 0,5 \cdot L_{\text{св}} = 0,5 \cdot 1,75 \approx 1 \text{ м,}$$

где $L_{\text{св}}$ – предполагаемое расстояние между центрами соседних светильников.

Далее необходимо определить расстояние между крайними рядами светильников:

$$L_2 = b_1 - 2 \cdot L_1 = 8 - 2 \cdot 1 = 6 \text{ м.}$$

При выборе высоты подвеса светильников следует иметь ввиду, что возможны варианты, при которых получается достигнуть использования меньшего количества светильников, но с более мощными источниками света, однако увеличение высоты подвеса влияет на снижение коэффициента использования осветительного прибора, затрудняет необходимый доступ к светильнику для проведения технического обслуживания. Однако малая высота подвеса светильников может влиять на увеличение слепящего эффекта.

По правилам техники безопасности при обслуживании осветительных приборов с использованием лестницы или стремянки, высота подвеса не должна быть больше, чем 5 метров.

Если помещение имеет высоту потолка до 3 метров, то светильники обычно располагают прямо на потолке или небольшом свесе.

В современных условиях практически любое рабочее место предполагает взаимодействие с экранами мониторов и умных устройств и так как рабочее освещение оказывает влияние на трудоспособность, то следует внимательно подходить к процессу проектирования сетей освещения и выбора осветительного оборудования с учетом индекса цветопередачи, уровней освещенности, цветовой температуры, слепящих эффектов и пр.

Теперь можно определить количество параллельных рядов светильников, между крайними рядами по **ширине** помещения:

$$n_{\text{св.ш}} = (L_2/L_{\text{св}}) - 1 = (6/2) - 1 = 2,$$

после чего определяем полное количество рядов светильников, устанавливаемых по **ширине**, с учетом параметров помещения:

$$n_{\text{св.ш.о}} = n_{\text{св.ш}} + 2 = 2 + 2 = 4.$$

Аналогичным образом необходимо оценить расстояние между крайними рядами светильников по **длине** помещения:

$$L_3 = a_1 - 2 \cdot L_1 = 8 - 2 \cdot 1 = 6 \text{ м},$$

после чего определяем полное количество рядов светильников, устанавливаемых между крайними рядами по **длине** помещения:

$$n_{\text{св.д}} = (L_3/L_{\text{св}}) - 1 = (6/2) - 1 = 2.$$

Далее определяем количество рядов светильников, которые можно установить по **длине** помещения (см. рис.3):

$$n_{\text{св.д.о}} = n_{\text{св.д}} + 2 = 2 + 2 = 4.$$

Находим общее число светильников:

$$n_{\text{св}} = n_{\text{св.д.о}} \cdot n_{\text{св.ш.о}} = 4 \cdot 4 = 16.$$

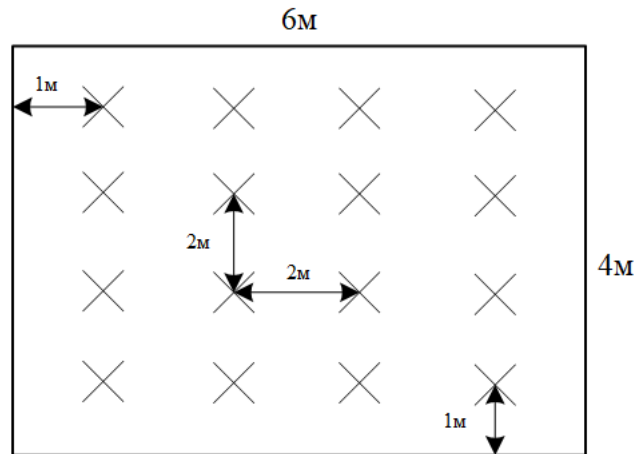


Рисунок 3 – Схема размещения светильников в заданном помещении
 Вычислим показатели формы помещения:

$$\psi = (a_1 \cdot b_1) / (h_{св1} \cdot (a_1 + b_1)) = (8 \cdot 6) / (2 \cdot (8 + 6)) = 1,7.$$

Теперь необходимо определить отношение средней и минимальной освещенностей. Данное отношение обычно определяется по коэффициенту неравномерности освещенности Z . Для ЛН и ДРЛ Z принимается равным 1,15; для ЛЛ - $Z = 1,1$; для светодиодных $Z = 1,05$;

В данном случае коэффициентом неравномерности освещенности принимаем $Z = 1,15$.

Значение минимальной освещенности для производственного помещения согласно СНиП принимаем $E_{min} = 500$ Лк.

Выберем тип светильника, например ЛБ40.

Для светильников типа ЛБ40 коэффициент использования и коэффициент запаса выбираем: $K_{и} = 0,55$ $K_3 = 1,6$ соответственно.

Теперь можно определить расчетный световой поток для одного светильника:

$$F_{св} = E_{min} \cdot K_3 \cdot Z \cdot S_{п} / (n_{св} \cdot K_{и}) = 500 \cdot 1,6 \cdot 1,15 \cdot 48 / (16 \cdot 0,55) = 5018 \text{ Лм}$$

По открытым данным в сети интернет выберем подходящий вариант светильников, например светодиодные трубки Т8 мощностью 30 Вт для светильника типа ЛБ40 с начальным отклонением по световому потоку не более 10%.

Световой поток для одной лампы равен $F_{н.св.л} = 2650$ Лм.

Тогда для светильника типа ЛБ40 с установленными в него двумя светодиодными трубками световой поток будет равен $F_{н.св.} = 2 \cdot 2650 = 5300$ Лм

Тогда потребляемая номинальная мощность светильника будет равна:

$$P_c = 2 \cdot P_{л} = 2 \cdot 30 = 60 \text{ Вт}$$

Мощность всех светильников общего освещения в заданном помещении:

$$P_{оу} = P_{св} \cdot n_{св} = 60 \cdot 16 = 960 \text{ Вт.}$$

Расчет местного освещения рабочей поверхности.

Для выполнения расчета местного освещения рабочей поверхности можно воспользоваться **точечным методом**. Примем, что рабочая поверхность ориентирована в пространстве горизонтально и имеет следующие размеры и параметры (см. рис.4):

a_2 – длина;

b_2 – ширина;

$h_{св2}$ – высота расположения светильников над рабочей поверхностью;

n_2 – количество светильников;

$E_{н2}$ – минимальная освещенность рабочей поверхности.

Расстояние между светильниками примем равным $L_{св} = 0,9$ м.

Расстояние L_1 от стены до первого ряда светильников по ширине примем равным $L_1 = 0,4$ м.

Расстояние L_2 от стены до первого ряда светильников по длине примем равным $L_2 = 0,45$ м.

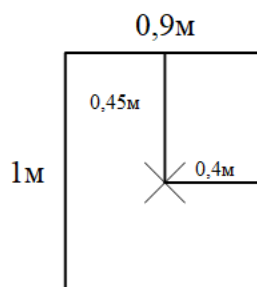


Рисунок 4 – План размещения светильника над рабочей поверхностью

Определим возможные «темные пятна» (точки с наименьшей

освещенностью в помещении) на плане помещения, обозначив их как точки точки А и Б (см. рис. 5):

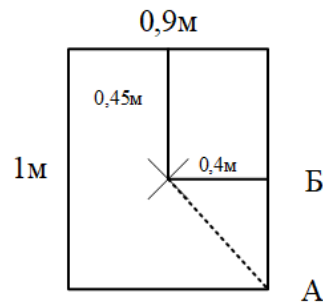


Рисунок 5 – выбор точек наименьшей освещенности

Определим расстояние от светильника до «темного пятна» точки А:

$$L_A = \sqrt{(0,4)^2 + (0,45)^2} \approx 0,6$$

Определим расстояние от светильника до «темного пятна» точки Б:

$$L_B = 0,45\text{м}$$

По рисунку определим суммарную условную освещенность от двух светильников в точках А и Б (рис.6):

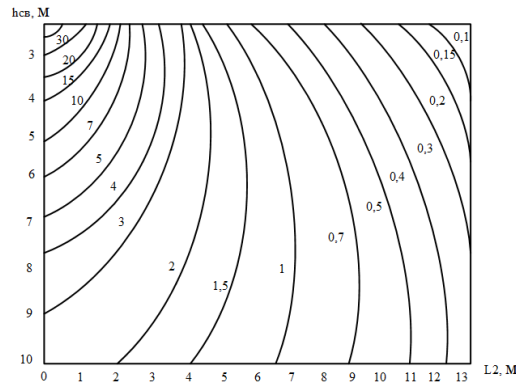


Рисунок 6 – Пространственные изолюксы условной горизонтальной освещенности

Принимаем $\sum e_B = 44 \text{ Лк}$, $\sum e_A = 40 \text{ Лк}$.

Так как $\sum e_A < \sum e_B$, то дальнейшие расчеты целесообразно производить для точки А.

Зададимся коэффициентом запаса: $K_3 = 1,6$

Примем минимальную освещенность рабочей поверхности $E_{min} = 250 \text{ Лк}$

Зададимся коэффициентом добавочной освещенности: $m = 1,05$

Теперь можно определить расчетный световой поток для одного светильника:

$$F_{\text{св}} = 100 \cdot E_{\text{min}} \cdot K_z / (e_A \cdot m) = 1000 \cdot 250 \cdot 1,6 / (40 \cdot 1,05) = 952,4 \text{ Лм}$$

Выбираем одиночные светодиодные светильники $P_{\text{л}} = 12\text{Вт}$ и мощностью светового потока $F_{\text{л}} = 1000 \text{ Лм}$.

Теперь необходимо произвести проверку расчетов общего освещения, а также выполнить расчет и выбор материала и сечения электрических проводников по нагреву и допустимым потерям напряжения.

Расстояние до самого дальнего светильника примем равным длине помещения.

Рассчитаем ток в цепи общего освещения:

$$I = \frac{P_{\text{oy}}}{U \Delta \cos \varphi} = \frac{960}{220 \cdot 0,95} = 4,5 \text{ А}$$

По таблице 1.3.5 ПУЭ выбираем **медные** токопроводящие жилы сечением **1,5 мм²** с допустимым током **16 А (при напряжении 380 В) и 19 А (при напряжении 220В)**.

Рассчитаем собственное сопротивление провода:

$$R = \rho \cdot \frac{a_1}{S_{\text{сеч}}} = 17,1 \cdot \frac{0,008}{1,5} = 0,092 \text{ Ом}$$

Теперь можно определить расчетное падение напряжения:

$$\Delta U = I \cdot R = 3,6 \cdot 0,092 = 0,3312 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U} = \frac{0,3312 \text{ В}}{220} \cdot 100\% = 0,15\%.$$

$\Delta U_{\%}$ меньше допустимого (2,5%), следовательно, выбранные проводники удовлетворяют данным условиям.

2.2 Задания для самостоятельного выполнения

«Расчет и выбор осветительного оборудования для заданного помещения»

В соответствии с условиями рабочего помещения и характерной зрительной нагрузкой выполнить расчёт электрического освещения заданного рабочего помещения и обусловить выбор светового оборудования (светильников). Составить план размещения светильников. Обосновать оптимальное необходимое количество светильников общего освещения и мощности ламп (при выборе светильников с лампами). Произвести расчет и обосновать выбор светильников для освещения рабочего места. Выполнить выбор проводников для сети освещения и проверку по падению напряжения.

Исходными данными для расчета считать данные, приведенные в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – варианты заданий для расчета сети освещения заданного помещения

№	Тип помещения	a ₁ , м	a ₂ , м	b ₁ , м	b ₂ , м	h ₁ , м	h _{св2} , м	P	n ₂	С _{пт} ; С _{ст} ; С _п
0	Производственное	8	1	6	0,8	4	1	V _B	1	0,5;0,3;0,1
1	Производственное	5	1	2	0,6	5	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
2	Офисное	8	1,1	8	0,8	3	1	V _B	1	0,5;0,3;0,1
3	Производственное	6	1,2	2	0,6	4,5	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
4	Офисное	3	1	2	0,8	4	1	V _B	1	0,6;0,6;0,2
5	Производственное	10	1	6	0,7	4,5	1	V _B	1	0,2;0,2;0,2
6	Офисное	8	1,1	8	0,8	2,75	1	V _B	1	0,4;0,6;0,2
7	Производственное	8	1,2	8	0,75	4	1	V _B	1	0,5;0,3;0,1
8	Офисное	11	1,1	9	0,85	2,75	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
9	Производственное	12	1	10	0,8	4	1	V _B	1	0,6;0,6;0,2
10	Производственное	8	1	4	0,8	5	1	V _B	1	0,2;0,2;0,2

11	Офисное	8	1	8	0,8	3	1	V _B	1	0,4;0,6;0,2
12	Производственное	8	1	8	0,8	2,75	1	V _B	1	0,5;0,3;0,1
13	Производственное	8	1	8	0,8	4	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
14	Офисное	5	1	2	0,6	3,25	1	V _B	1	0,6;0,6;0,2
15	Производственное	8	1,1	8	0,8	4	1	V _B	1	0,2;0,2;0,2
16	Производственное	6	1,2	2	0,6	4,5	1	V _B	1	0,4;0,6;0,2
17	Офисное	3	1	2	0,8	2,75	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
18	Производственное	10	1	6	0,7	4,5	1	V _B	1	0,6;0,6;0,2
19	Производственное	8	1,1	8	0,8	4	1	V _B	1	0,2;0,2;0,2
20	Офисное	8	1,2	8	0,75	2,75	1	V _B	1	0,4;0,6;0,2
21	Производственное	11	1,1	9	0,85	5	1	V _B	1	0,5;0,3;0,1
22	Производственное	12	1	10	0,8	4	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
23	Офисное	8	1	4	0,8	2,75	1	V _B	1	0,4;0,4;0,2
24	Производственное	8	1	8	0,8	5	1	V _B	1	0,6;0,6;0,2
25	Производственное	5	1	2	0,6	3,5	1	V _B	1	0,2;0,2;0,2

2.3 Методика выбора аппаратов защиты электрических сетей

При эксплуатации электроустановок возможны нарушения нормального режима работы отдельных участков сети, в результате чего в проводах возникает ток, превышающий длительно допустимый. Существуют две причины увеличения тока в сети:

- длительные перегрузки электроприемников;
- короткие замыкания в сети, сопровождающиеся увеличением тока во много раз превышающим длительно допустимый.

Поэтому как электроприемники, так и участки сети должны быть защищены предохранителями, автоматическими выключателями, а также тепловыми реле, встраиваемыми в магнитные пускатели.

При выборе аппаратов защиты необходимо знать расчетный ток I_p линии. Для одиночных двигателей расчетный ток линии, А,

$$I_p = k_3 I_{\text{ном.д}},$$

где k_3 — коэффициент загрузки двигателя;

$I_{\text{ном.д}}$ – номинальный ток двигателя, А.

При подключении к линии группы из 2...5 приемников расчетный ток линии, А,

$$I_p = \sum_i k_{zi} I_{\text{ном.д}i}$$

Расчетный ток линии, создаваемый группой, в которой более пяти приемников, определяется по методу упорядоченных диаграмм.

Аппараты защиты, номинальные токи плавких вставок предохранителей и значения токов срабатывания (уставки) расцепителей автоматических выключателей выбирают исходя из следующих условий:

1. Номинальное напряжение аппарата должно быть не меньше номинального напряжения сети;

2. Аппарат защиты не должен отключать электроприемник или участок сети при протекании по ним длительного расчетного тока нагрузки в нормальном режиме;

3. Аппарат защиты не должен отключать электроприемник или участок сети при нормальных для них кратковременных перегрузках, учитывающих возможные пики тока (пусковые токи, токи технологических нагрузок);

4. Выбранный аппарат защиты должен защищать не только двигатель, но и питающую этот двигатель линию. Для этого между током срабатывания выбранного аппарата защиты и длительно допустимым током проводника должно соблюдаться определенное соотношение.

5. Каждый вышестоящий по схеме аппарат защиты должен служить резервом на случай неисправности ближайшего нижестоящего аппарата защиты. При этом обязательным условием является селективность (избирательность) его действия. Это значит, что при коротком замыкании на каком – либо участке сети должен сработать аппарат только этого поврежденного участка. Условие селективности достигается соответствующим выбором значений тока срабатывания аппаратов защиты, площади сечения и длин участков сети. При этом необходимо не допускать

большой разницы между значениями токов срабатывания аппаратов защиты на соседних участках.

б. Аппарат защиты должен быть стойким по отношению к токам короткого замыкания и надежно отключать их.

Выбор электрических аппаратов и проводников присоединения выполняют в соответствии условиями, изложенными выше, в следующем порядке:

- определяют расчетные электрические нагрузки присоединения;
- предварительно выбирают тип и номинальные параметры электрических аппаратов по условиям нормального режима (условия 1,2 и 3) и селективности при коротких замыканиях (условие 5);
- предварительно выбирают марку, площадь сечения проводника присоединения по условиям допустимого нагрева в нормальном режиме, а также его защиты от токов КЗ и (при необходимости) длительных перегрузок (условие 4);

Проверяют достаточность выбранной площади сечения проводников по условиям потери напряжения как в рабочем режиме, так и при пуске электродвигателей;

- рассчитывают токи короткого замыкания;
- проверяют стойкость электрических аппаратов и токоведущих частей по условиям токов КЗ (условие 6);

• по результатам проверки уточняют тип и номинальные параметры электрических аппаратов и проводников. При недостаточной стойкости необходимо изменить площадь сечения или конструкцию проводника, номинальный ток электрического аппарата. При этом все расчеты выполняют заново.

Выбор автоматических выключателей заключается в определении их типа, номинальных токов расцепителей и выключателя, а также токов срабатывания расцепителей.

Согласно первому условию

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.с}},$$

где $U_{\text{ном.в}}$ – номинальное напряжение выключателя, В;

$U_{\text{ном.с}}$ – номинальное напряжение сети, В.

Согласно второму условию, номинальный ток выключателя должен превышать расчетный ток линии:

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р}},$$

где $I_{\text{ном.в}}$ – номинальный ток выключателя, А;

$I_{\text{р}}$ – расчетный ток линии, А.

Номинальный ток расцепителя не должен быть меньше расчетного тока линии:

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{р}},$$

где $I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток расцепителя, А;

Соблюдение этого требования достигается выбором выключателя с необходимым значением номинального тока расцепителя, а также (при необходимости) выбором выключателя, конструкция которого позволяет регулировать этот ток в выключателе.

По третьему условию при защите линии, питающей группу электродвигателей, проверяют, не отключится ли выключатель при пуске наиболее мощного двигателя; для этого необходимо выполнить проверку электромагнитного расцепителя (токовой отсечки) на срабатывание по условию

$$I_{\text{ср.э}} \geq k_{\text{н.о}} I_{\text{пик}},$$

где $I_{\text{ср.э}}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя мгновенного действия, А;

$$I_{\text{ср.э}} = K_{\text{ср.э}} I_{\text{ном.э}};$$

$K_{\text{ср.э}}$ – кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя;

$I_{\text{ном.э}}$ – номинальный ток электромагнитного расцепителя, А;

$k_{\text{н.о}}$ – коэффициент надежности отстройки электромагнитного расцепителя, учитывающий неточность в определении тока $I_{\text{пик}}$ и разброс характеристик

электромагнитных расцепителей выключателей. Для автоматических выключателей типа ВА с электромагнитным расцепителем $k_{н.о} = 2,1$ для автоматических выключателей с полупроводниковым расцепителем $k_{н.о} = 1,5$.

Условие несрабатывания электромагнитного расцепителя от пускового тока $I_{пуск}$ обеспечивается подбором автоматического выключателя такого исполнения, при котором кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя достаточна для соблюдения этого условия.

$I_{пик}$ – пиковый ток линии, имеющий место при пуске наиболее мощного двигателя:

$$I_{пик} = \sum_{i=1}^{n-1} I_{pi} + I_{пуск.маx},$$

где $\sum_{i=1}^{n-1} I_{pi}$ – сумма расчетных токов электроприемников, питающихся от данного щита или сборки, кроме двигателя с наибольшим пусковым током $I_{пуск.маx}$, А.

По пятому условию для вводных выключателей кроме вышеизложенных условий, необходимым является селективность их действия.

Требование селективности состоит в выполнении двух условий:

а) согласование тока срабатывания отсечки этих выключателей с токами срабатывания отсечек выключателей отходящих от РУ НН линий

$$I_{ср.о} \geq k_{н.с} I_{ср.о.маx},$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, принимаемый равным 1,3...1,5;

$I_{ср.о.маx}$ – наибольший из токов срабатывания отсечек выключателей отходящих линий.

Для вводных выключателей ток срабатывания отсечки выбирают по наибольшему из значений, полученных в результате расчетов.

б) время срабатывания токовой отсечки вводных выключателей должно быть больше времени срабатывания токовой отсечки любого из выключателей, отходящих от РУ НН линий.

Для выполнения этого условия необходимо, чтобы выключатели $QF1$ и $QF2$, находящиеся ближе по схеме к источнику питания, имели выдержку времени срабатывания токовой отсечки *выше* на одну ступень селективности чем наибольшая из выдержек времени срабатывания выключателей отходящих линий. Так как среди выключателей отходящих линий есть селективные, то выдержка времени срабатывания отсечки вводных выключателей определяется по выражению:

$$t_{\text{выд.ср.о}} \geq t_{\text{выд.ср.о.л}} + \Delta t_c,$$

где $t_{\text{выд.ср.о.л}}$ – выдержка времени срабатывания отсечки выключателя отходящей от РУ НН линии, с;

Δt_c – ступень селективности, принимаемая для выключателей серии ВА55 и ВА75 равной 0,15 с.

При выборе автоматических выключателей для защиты осветительной сети номинальный ток теплового расцепителя выбирают из соотношений:

- для ламп накаливания и люминесцентных

$$I_{\text{ном.т}} \geq I_{\text{р.о}},$$

- для ламп ДРЛ

$$I_{\text{ном.т}} \geq 1,3I_{\text{р.о}},$$

где $I_{\text{р.о}}$ – расчетный ток осветительной линии, А.

Ток срабатывания электромагнитных расцепителей:

- для сварочных трансформаторов

$$I_{\text{ср.э}} \geq 3I_{\text{ном.с.т}},$$

$I_{\text{ном.с.т}}$ – номинальный ток сварочного трансформатора (определяется по каталогам);

- для конденсаторных установок, т.е. батареи конденсаторов,

$$I_{\text{ср.э}} \geq \frac{1,3Q_{\text{ном.бк}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}},$$

где $Q_{\text{ном.бк}}$ – номинальная мощность конденсаторной установки, квар; $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ.

2.3 Методика выбора аппаратов защиты и сечений участков сети

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) напряжением до 1 кВ, предназначены для защиты их от перегрузок и КЗ, должны соответствовать следующим требованиям:

$$U_{\text{нв}} \geq U_{\text{н}},$$

где $U_{\text{нв}}$ – номинальное напряжение автомата;

$$I_{\text{нв}} \geq I_{\text{р max}},$$

где $I_{\text{нв}}$ – номинальный ток автомата;

Для индивидуального автомата, защищающего участок сети, который питает отдельный электроприемник (например, электродвигатель) должно выполняться условие:

$$I_{\text{ср. эм}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{п}},$$

где $I_{\text{ср. эм}}$ – ток срабатывания электромагнитного расцепителя автомата, выполняющего роль токовой отсечки;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, величина которого зависит от типа автомата [1].

Для защиты проводников и кабелей от перегрузки должно быть обеспечено соотношением между $I_{\text{доп}}$ проводника и выбранным значением $I_{\text{н.р}}$ в соответствии с условием:

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} \geq K_{\text{зщ}} \cdot I_{\text{у(н)}}.$$

Предельный ток отключения автомата (предельная коммутационная способность) должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки автомата:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{к max}}.$$

Выбранные аппараты защиты должны обеспечивать селективность действия защит при КЗ на любых участках внутрицеховой электросети.

При совместной работе автоматов, принадлежащих к одной серии, избирательность их действия в результате погрешностей в работе и одинаковых защитных характеристик не всегда обеспечиваются. Поэтому желательно применять автоматы, принадлежащие к разным сериям или автоматы с избирательными расцепителями.

Шины трансформатора и главная магистраль защищаются автоматом. Применение автомата в данном случае целесообразно ввиду большой отключающей способности и одновременного отключения всех трех фаз поврежденной сети, что исключает возможность работы большого числа двигателей на двух фазах [2].

Пример:

Покажем выбор АВ для ЩС-1

Номинальный ток нагрузки на ЩС-1 $I_{\text{м1}} = 114,7 \text{ А}$

Решение:

Определим номинальный ток расцепителя:

$$I_{\text{н.р}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{м1}} = 1,1 \cdot 114,7 = 126,17 \text{ А}$$

Выбираем автомат типа ВА57-35 с номинальными данными:

$$U_{\text{н.а}} = 660 \text{ В}$$

$$I_{\text{н.а}} = 160 \text{ А}$$

$$I_{\text{н.р}} = 160 \text{ А}$$

$$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$$

Пусковой ток:

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{м1}} = 6,5 \cdot 114,7 = 745,6 \text{ А},$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока, принимается 6,5 [1, 2].

Пиковый ток:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п}} + I_{\text{м1}} = 745,6 + 114,7 = 860,3 \text{ А.}$$

Ток отсечки:

$$I_{\text{o}} = 1,25I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 860,3 = 1075,4 \text{ А.}$$

Кратность отсечки:

$$K_{\text{o}} \geq \frac{I_{\text{o}}}{I_{\text{н.р}}} = \frac{1075,4}{160} = 6,7.$$

Принимаем $K_{\text{o}} = 7$.

Ток в линии к одному специальному станку:

$$I_{\text{д}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{12,15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65 \cdot 0,9} = 31,6 \text{ А,}$$

где η – КПД двигателя, принимается равным 0,9.

Тогда ток расцепителя будет:

$$I_{\text{н.р}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{д}} = 1,25 \cdot 31,6 = 39,5 \text{ А.}$$

Выбираем автомат типа ВА57-35 с номинальными данными:

$$U_{\text{н.а}} = 660 \text{ В}$$

$$I_{\text{н.а}} = 40 \text{ А}$$

$$I_{\text{н.р}} = 40 \text{ А}$$

$$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д}} = 6,5 \cdot 31,6 = 205,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{o}} = 1,2I_{\text{п}} = 1,2 \cdot 205,4 = 246,5 \text{ А}$$

$$K_{\text{o}} \geq \frac{I_{\text{o}}}{I_{\text{н.р}}} = \frac{246,5}{40} = 6,2$$

Принимаем $K_{\text{o}} = 7$.

Выбираются линии ЭСН с учётом соответствия аппаратам защиты согласно условию:

$$I_{\text{доп}} \geq K_{\text{зщ}} \cdot I_{\text{у(н)}}$$

где $K_{\text{зщ}}$ – коэффициент защищенности кабеля, принимаем равным 1 [2].

Для прокладки в воздухе в помещениях с нормальной зоной опасности при отсутствии механических повреждений выбираем кабель с медными жилами марки ВВГ.

$$I_{y(n)} = 1,25 \cdot I_{н.р} = 50 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{y(n)}$$

Выбираем кабель ВВГ 5x10 мм² с $I_{\text{доп}} = 50 \text{ А}$.

Выбираем шину медную распределительную ШМР ($K_{\text{зщ}} = 1,25$ для ЩС-1 по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot 160 = 200 \text{ А.}$$

Выбираем медную шину 15x3 мм² с допустимым длительным током 210 А [2].

2.4 Задания для самостоятельного выполнения

«Выбор аппаратов защиты в сетях 0,4 кВ»

По данным из вариантов задания 1.6 произвести выбор АВ для условного ЩС-1. Ток нагрузки принять равным расчетному току $I_{р.уз}$ из задания вариантов 1.6.

3. Методика расчета токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Под термином *короткое замыкание* (КЗ) понимают любое не предусмотренное нормальными условиями эксплуатации соединение различных точек электрической сети между собой или с землей.

При КЗ токи в элементах сети резко возрастают, превышая длительно допустимые токи нагрузки.

В трехфазных сетях переменного тока могут возникать замыкания между разными фазами, такие КЗ называются фазными. Если нейтраль сети соединена с землей, то возможны однофазные замыкания на землю.

Причинами КЗ могут быть: механические повреждения изоляции проводников, тепловой износ изоляции, приводящий постепенно к ухудшению ее свойств, набросы и схлестывания проводов воздушных линий, ошибочные действия персонала и т.д.

Расчет токов КЗ как при проектировании, так и при эксплуатации систем электроснабжения проводят с целью:

- проверки проводников и аппаратов на термическую и электродинамическую стойкости по отношению к токам КЗ, а также выбора мероприятий по ограничению токов КЗ или времени их протекания;
- правильного выбора уставок срабатывания аппаратов защиты.

Расчет токов КЗ проводят при следующих допущениях:

- все источники, от которых протекает ток к месту КЗ, работают одновременно и с номинальной нагрузкой;
- расчетное напряжение сети, где произошло КЗ, принимают на 5 % выше номинального;
- КЗ наступает в такой момент времени, при котором полный ток КЗ имеет наибольшее значение;
- в электрических сетях напряжением до 1000 В следует учитывать как активные, так и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- влияние конденсаторных батарей и статических приемников (электрические печи, нагреватели, светильники и т.д.) на токи КЗ не учитывают;
- в случае питания электрических сетей напряжением до 1000 В от понижающих трансформаторов следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно (действующее значение) и равно его номинальному напряжению.

Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1000 В выполняют в следующей порядке:

- выбирают расчетные условия КЗ;

- составляют схему замещения и определяют ее параметры;
- преобразуют схему замещения;
- определяют значения токов КЗ.

3.1 Расчетные условия короткого замыкания

Принятие расчетных условий КЗ для определенного элемента электрической сети есть выбор и расчет таких условий, которые являются наиболее тяжелыми, но достаточно вероятными для рассматриваемого элемента при КЗ.

Расчетные условия КЗ определяют отдельно для каждого элемента сети. В случае наличия однотипных параметров и схем включения элементов, допускается использовать аналогичные и групповые расчетные условия КЗ.

Выбор расчетных условий КЗ включает в себя:

- составление расчетной схемы сети;
- выбор расчетного вида КЗ;
- выбор расчетной токи КЗ;
- определение расчетной продолжительности КЗ [4].

3.2 Составление расчетной схемы сети

В качестве *расчетной схемы* электрической сети обычно принимают упрощенную однолинейную схему, на которой должны быть указаны все ее элементы, влияющие на ток КЗ.

При расчетах токов КЗ в сетях напряжением до 1000 В необходимо учитывать сопротивления силовых трансформаторов, шин, ТТ, рубильников, АВ, кабельных линий, контактных соединений, сопротивление электрической дуги в месте повреждения или разъединения контактов.

Расчетная схема составляется в однолинейном виде. На схеме указываются основные параметры элементов (мощность, напряжение КЗ,

длина и площадь сечения проводников линий, сопротивления и ЭДС источников). Расчетная схема, как правило, включает в себя все элементы электроустановки и примыкающей части энергосистемы, исходя из условий, предусмотренных *продолжительным режимом* работы электрооборудования.

На расчетной схеме намечают расчетные точки, в которых предполагается КЗ. Затем для каждой выбранной точки составляют эквивалентную электрическую схему замещения.

Расчетный вид короткого замыкания.

При проверке аппаратов и жестких проводников на электродинамическую стойкость расчетным видом является *трехфазное КЗ*. При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость расчетным видом является *двухфазное КЗ*. При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом является *трехфазное КЗ*. При проверке аппаратов на предельную коммутационную способность (ПКС) расчетным видом может быть как трехфазное, так и однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток имеет наибольшее значение.

Расчетная точка КЗ.

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента сети в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ.

Расчетная продолжительность КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость в качестве расчетной продолжительности КЗ в общем случае принимают сумму выдержки времени срабатывания токовой отсечки выключателя и полного времени отключения этого выключателя:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{выд.ср.о}} + t_{\text{п.в}} = t_{\text{выд.ср.о}} + (t_{\text{с.в}} + t_{\text{д}}),$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ (время отключения тока КЗ), с;

$t_{\text{выд.ср.о}}$ – выдержка времени срабатывания токовой отсечки выключателя, с;

$t_{\text{п.в}}$ – полное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{д}}$ – время горения дуги, с.

При проверке электрических аппаратов на ПКС в качестве $t_{\text{откл}}$ в общем случае принимают сумму выдержки времени срабатывания токовой отсечки выключателя и собственного времени отключения выключателя

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{выд.ср.о}} + t_{\text{с.в}}.$$

Составление схемы замещения и расчет ее параметров.

Выбрав расчетные точки КЗ, составляют эквивалентную схему замещения сети.

Схема замещения представляет из себя такую электрическую схему, в которой все магнитные (трансформаторные) изменены на электрические, все расчетные сопротивления выражены в мОм и приведены к одному расчетному напряжению, при этом исходные данные должны соответствовать расчетной схеме.

Значение сопротивления системы X_c , приведенное к ступени низшего напряжения трансформатора, рассчитывают по формуле:

$$X_c = \frac{U_{\text{р.нн}}^2}{S_k} 10^3,$$

где $U_{\text{р.нн}}$ – расчетное напряжение сети, равное $1,05 U_{\text{ном.с}}$, кВ;

$U_{\text{ном.с}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

S_k – мощность трехфазного короткого замыкания на стороне выводов обмотки высокого напряжения трансформатора, МВ·А.

Активное R_T и индуктивное X_T сопротивления понижающего трансформатора, приведенные к ступени низшего напряжения сети, рассчитывают по формулам:

$$R_T = P_K \left(\frac{U_{p.HH}}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 10^6;$$

$$X_T = \sqrt{u_K^2 - \left(\frac{100P_K}{S_{НОМ.Т}} \right)^2} \cdot \frac{U_{p.HH}^2}{S_{НОМ.Т}} 10^4,$$

где $S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

P_K – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

u_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Переходные сопротивления силовых контактов АВ ($R_{конт.В}$) и рубильников ($R_{конт.В}$), а также активное $R_{кат.В}$ и индуктивное $X_{кат.В}$ сопротивления токовых катушек АВ, первичных обмоток трансформаторов тока $R_{ТТ}$ и $X_{ТТ}$ и $X_{ТТ}$ определяют по справочным таблицам. При этом сопротивлениями одновитковых трансформаторов на токи более 500 А можно пренебречь. Кроме этого, учитывают активные сопротивления $R_{конт}$ всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов и т.д.).

При расчетах тока КЗ с учетом токоограничивающего действия электрической дуги в схему замещения необходимо дополнительно ввести активное сопротивление дуги R_d .

Для каждого сопротивления присваивается определенный номер, начало берется от источника питания. При этом во время расчета токов трехфазного КЗ схемы замещения можно составлять для одной фазы, так как предполагается, что все три фазы цепи будут находиться в одинаковых условиях.

Преобразование схемы замещения.

После того как схема замещения составлена и определены сопротивления всех элементов, ее необходимо упростить (выполнить свертывание схемы). Упрощение схемы выполняется по направлению от источника питания к месту КЗ. При этом используются известные формы

сложения сопротивлений элементов, соединенных последовательно или параллельно.

3.3 Расчет токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ

Расчет токов короткого замыкания используются при выборе электрооборудования схем питания ТП и цеховой сети, выбора уставок автоматов защиты, проверки правильности выбора защитной и коммутационной аппаратуры цеховой сети.

Выбор точек и вида КЗ определяются высоковольтным оборудованием и релейной защитой; при этом должны учитываться как индуктивные, так и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе и активные сопротивления всех переходных контактов (на шинах, вводах и выводах коммутационных и защитных аппаратов, разъемных контактов и сопротивление дуги в месте КЗ).

Пример :

Выполнить расчет токов КЗ для потребителя сети 0,4 кВ со следующей схемой электроснабжения:

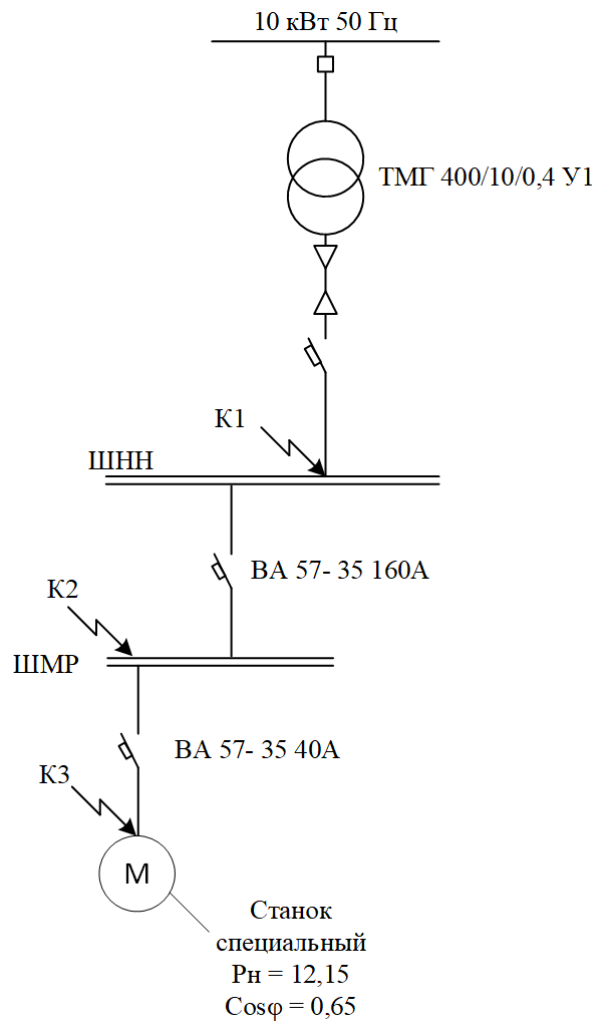


Рисунок 7 – Схема для расчета токов КЗ

Решение:

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{тр}} = 10^4 \frac{U_{\text{к.з}} \cdot U_{\text{н.тр}}^2}{S_{\text{н.тр}}} = 10^4 \frac{4,5 \cdot 0,38^2}{400} = 16,2 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{тр}} = 10^6 \frac{P_{\square \text{к.з}} \cdot U_{\text{н.тр}}^2}{S_{\text{н.т}}^2} = 10^6 \frac{5,4 \cdot 0,38^2}{400^2} = 4,9 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 - R_{\text{тр}}^2} = \sqrt{262,44 - 24,01} = 15,4 \text{ мОм.}$$

Ток в линии высокого напряжения:

$$I_c = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_c} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А.}$$

Сопротивления наружной кабельной линии (АСБ2л 3x50 мм² длиной 1 км) с активным сопротивлением $R'_c = 0,64 \text{ Ом/км}$ и индуктивным $X'_c = 0,09 \text{ Ом/км}$ должны быть приведены к низкому напряжению:

$$R_c = R'_c \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{вн}} \right)^2 = 0,64 \cdot \left(\frac{0,38}{10} \right)^2 = 1 \text{ мОм,}$$

где $U_{вн}$ – напряжение высокой стороны трансформатора;

$U_{нн}$ – напряжение низкой стороны трансформатора.

$$X_c = X'_c \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{вн}} \right)^2 = 0,09 \cdot \left(\frac{0,38}{10} \right)^2 = 0,13 \text{ мОм.}$$

Сопротивления магистральных шин алюминиевых (40x4 мм² $I_{доп.н} = 480$

А) находим по справочнику [1]:

$$R_{шма} = 0,15 \text{ мОм;}$$

$$X_{шма} = 0,17 \text{ мОм;}$$

Так же находим сопротивления распределительных шин медных (15x3 мм² $I_{доп.н} = 200 \text{ А}$):

$$R_{шрм} = 0,21 \text{ мОм;}$$

$$X_{шрм} = 0,21 \text{ мОм;}$$

Данные для автоматов находим по справочнику [1].

Для автомата, защищающего трансформатор (ВА 56-41 630А) активное и индуктивное сопротивления составят:

$$R_{SF1} = 0,12 \text{ мОм;}$$

$$X_{SF1} = 0,13 \text{ мОм;}$$

$$R_{нSF1} = 0,25 \text{ мОм;}$$

Для автомата, защищающего ШМА (ВА 57-35 160А) активное и индуктивное сопротивления составят:

$$R_{SF2} = 0,7 \text{ мОм};$$

$$X_{SF2} = 0,7 \text{ мОм};$$

$$R_{hSF2} = 0,7 \text{ мОм}.$$

Для автомата, защищающего кабель и ШРМ (ВА 57-35 40А) активное и индуктивное сопротивления составят:

$$R_{SF3} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$X_{SF3} = 4,5 \text{ мОм};$$

$$R_{hSF3} = 1,3 \text{ мОм};$$

Находим сопротивления кабельных линий:

- для медного кабеля (ВВГ 5x70 мм²) длиной $L_{\text{кл}} = 50$ метров, обеспечивающего подвод электроэнергии к ШРМ:

$$R'_{\text{кл}} = 1,84 \text{ мОм/м};$$

$$X'_{\text{кл}} = 0,1 \text{ мОм/м};$$

Тогда:

$$R_{1\text{кл}} = R'_{\text{кл}} \cdot L_{1\text{кл}} = 1,84 \cdot 50 = 92 \text{ мОм};$$

$$X_{1\text{кл}} = X'_{\text{кл}} \cdot L_{1\text{кл}} = 0,1 \cdot 50 = 5 \text{ мОм};$$

- для медного кабеля (ВВГ 5x10 мм²) длиной $L_{\text{кл}} = 15$ метров, питающего станок:

$$R'_{\text{кл}} = 1,84 \text{ мОм/м};$$

$$X'_{\text{кл}} = 0,1 \text{ мОм/м};$$

Соответственно:

$$R_{2\text{кл}} = R'_{\text{кл}} \cdot L_{2\text{кл}} = 1,84 \cdot 15 = 27,6 \text{ мОм};$$

$$X_{2\text{кл}} = X'_{\text{кл}} \cdot L_{2\text{кл}} = 0,1 \cdot 15 = 1,5 \text{ мОм}.$$

Значение переходных сопротивлений на ступенях распределения:

$$R_{\text{ст1}} = 15 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{ст2}} = 20 \text{ мОм}.$$

Вычисляем эквивалентные сопротивления на участках между точками

КЗ.

Эквивалентные сопротивления для точки К1:

$$\begin{aligned} R_{\varepsilon 1} &= R_c + R_{\text{тр}} + R_{SF1} + R_{\text{нSF1}} + R_{\text{ст1}} = \\ &= 1 + 4,9 + 0,12 + 0,25 + 15 = 21,3 \text{МОм}; \end{aligned}$$

$$X_{\varepsilon 1} = X_c + X_{\text{тр}} + X_{SF1} = 0,13 + 15,4 + 0,13 = 15,7 \text{МОм};$$

Для точки К2:

$$\begin{aligned} R_{\varepsilon 2} &= R_{\text{шма}} + R_{SF2} + R_{\text{нSF2}} + R_{1\text{кл}} + R_{\text{ст2}} = \\ &= 0,15 + 0,7 + 0,7 + 92 + 20 = 113,6 \text{МОм}; \end{aligned}$$

$$X_{\varepsilon 2} = X_{\text{шма}} + X_{1\text{кл}} + X_{SF2} = 0,17 + 5 + 0,7 = 5,9 \text{МОм}.$$

Для точки К3:

$$\begin{aligned} R_{\varepsilon 3} &= R_{\text{шмп}} + R_{SF3} + R_{\text{нSF3}} + R_{2\text{кл}} = \\ &= 0,21 + 5,5 + 1,3 + 27,6 = 34,6 \text{МОм}; \end{aligned}$$

$$X_{\varepsilon 3} = X_{\text{шмп}} + X_{2\text{кл}} + X_{SF3} = 0,21 + 1,5 + 4,5 = 6,2 \text{МОм}.$$

Вычислим полное сопротивление до каждой точки К3:

Сопротивления в точке К1:

$$R_{\text{к1}} = R_{\varepsilon 1} = 21,3 \text{МОм};$$

$$X_{\text{к1}} = X_{\varepsilon 1} = 15,7 \text{МОм};$$

$$Z_{\text{к1}} = \sqrt{R_{\text{к1}}^2 + X_{\text{к1}}^2} = \sqrt{453,7 + 246,5} = 26,5 \text{МОм}.$$

Сопротивления в точке К2:

$$R_{\text{к2}} = R_{\varepsilon 1} + R_{\varepsilon 2} = 21,3 + 113,6 = 134,9 \text{МОм};$$

$$X_{\text{к2}} = X_{\varepsilon 1} + X_{\varepsilon 2} = 15,7 + 5,9 = 21,6 \text{МОм};$$

$$Z_{\text{к2}} = \sqrt{R_{\text{к2}}^2 + X_{\text{к2}}^2} = \sqrt{18198 + 466,6} = 136,6 \text{МОм}.$$

Сопротивления в точке К3:

$$R_{\text{к3}} = R_{\text{к2}} + R_{\varepsilon 3} = 134,9 + 34,6 = 169,5 \text{МОм};$$

$$X_{\text{к3}} = X_{\text{к2}} + X_{\varepsilon 3} = 21,6 + 6,2 = 27,8 \text{МОм};$$

$$Z_{\text{к3}} = \sqrt{R_{\text{к3}}^2 + X_{\text{к3}}^2} = \sqrt{28730,3 + 576} = 171,2 \text{МОм}.$$

Находим по справочнику [1] коэффициент ударного тока, исходя из соотношения:

Находим по справочнику [1] коэффициент ударного тока, исходя из соотношения:

$$K_{y1} = f\left(\frac{R_{к1}}{X_{к1}}\right) = f(1,36) = 1,$$

где K_{y1} - коэффициент ударного тока в точке К1.

$$K_{y2} = f\left(\frac{R_{к2}}{X_{к2}}\right) = f(6,2) = 1.$$

$$K_{y3} = f\left(\frac{R_{к3}}{X_{к3}}\right) = f(7,1) = 1.$$

Определяем 3 – фазные и 2 – фазные токи КЗ:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U_{к1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 26,5} = 8,72 \text{ кА};$$

где $I_{к1}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания в точке К1.

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{U_{к2}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к2}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 136,6} = 1,6 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{U_{к3}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к3}} = \frac{0,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 171,2} = 1,3 \text{ кА}.$$

Ударный ток в этих точках:

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{к1}^{(3)} = 1,414 \cdot 1 \cdot 8,72 = 12,33 \text{ кА};$$

$$i_{yк2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_{к2}^{(3)} = 1,414 \cdot 1 \cdot 1,6 = 2,3 \text{ кА};$$

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot K_{y3} \cdot I_{к3}^{(3)} = 1,414 \cdot 1 \cdot 1,3 = 1,8 \text{ кА};$$

Двухфазные токи КЗ:

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к1}^{(3)} = 0,87 \cdot 8,72 = 7,6 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к2}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,6 = 1,4 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3}^{(3)} = 0,87 \cdot 1,3 = 1,1 \text{ кА};$$

При расчете 1-фазных токов КЗ значение удельных индуктивных сопротивлений петли «фаза-ноль» принимается равным:

$x_{0н} = 0,15$ мОм/м - для КЛ до 1 кВ и проводов в трубах,

$x_{0н} = 0,4$ мОм/м - для изолированных открыто проложенных проводов,

$x_{0\text{нш}}=0,4$ мОм/м - для шинопроводов [1].

Удельное активное сопротивление петли «фаза – ноль» определим по формуле:

$$r_{0\text{н}} = 2R'_{\text{кл}}$$

Полные сопротивления петли фаза – ноль для кабельных линий:

$$X_{\text{п1кл}} = x_{0\text{н}} \cdot L_{1\text{кл}} = 0,15 \cdot 50 = 7,5\text{мОм};$$

$$R_{\text{п1кл}} = r_{0\text{н}} \cdot L_{1\text{кл}} = 2 \cdot 1,84 \cdot 50 = 184\text{мОм};$$

$$X_{\text{п2кл}} = x_{0\text{н}} \cdot L_{2\text{кл}} = 0,15 \cdot 15 = 2,3\text{мОм};$$

$$R_{\text{п2кл}} = r_{0\text{н}} \cdot L_{2\text{кл}} = 2 \cdot 1,84 \cdot 15 = 55,2\text{мОм}.$$

Полные сопротивления петли фаза – ноль для шин:

$$R_{\text{п.шма}} = R_{\text{шма}} \cdot 2 = 0,3\text{мОм};$$

$$X_{\text{п.шма}} = x_{0\text{нш}} = 0,2\text{мОм};$$

$$R_{\text{п.шрм}} = R_{\text{шрм}} \cdot 2 = 0,21 \cdot 2 = 0,42\text{мОм};$$

$$X_{\text{п.шрм}} = x_{0\text{нш}} = 0,2\text{мОм}.$$

Полное сопротивление петли фаза – ноль до точки К1 принимаем равным:

$$Z_{\text{п1}} = R_{\text{ст1}} = 15\text{мОм}.$$

До точки К2:

$$X_{\text{п2}} = X_{\text{п1кл}} + X_{\text{п.шма}} = 7,5 + 0,2 = 7,7\text{мОм};$$

$$R_{\text{п2}} = R_{\text{ст1}} + R_{\text{п1кл}} + R_{\text{п.шма}} + R_{\text{ст2}} = 15 + 184 + 0,3 + 20 = 219,3\text{мОм};$$

$$Z_{\text{п2}} = \sqrt{R_{\text{п2}}^2 + X_{\text{п2}}^2} = \sqrt{48092,5 + 2,3} = 219,3\text{мОм};$$

До точки К3:

$$X_{\text{п3}} = X_{\text{п2}} + X_{\text{п2кл}} + X_{\text{п.шрм}} = 7,7 + 2,3 + 0,2 = 10,2\text{мОм};$$

$$R_{\text{п3}} = R_{\text{п2}} + R_{\text{п.шрм}} + R_{\text{п2кл}} = 219,3 + 0,42 + 55,2 = 274,9\text{мОм};$$

$$Z_{\text{п3}} = \sqrt{R_{\text{п3}}^2 + X_{\text{п3}}^2} = \sqrt{75581 + 16} = 275\text{мОм}.$$

Так как $Z_{\text{тр}}^{(1)} = 3Z_{\text{тр}}$ имеем следующие однофазный токи К3:

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{U_{кф}}{Z_{н1} + \frac{Z_{тп}^{(1)}}{3}} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{15 + 16,2} = 7,4 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{U_{кф}}{Z_{н2} + \frac{Z_{тп}^{(1)}}{3}} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{219,3 + 16,2} = 1 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(1)} = \frac{U_{кф}}{Z_{н3} + \frac{Z_{тп}^{(1)}}{3}} = \frac{0,23 \cdot 10^3}{275 + 16,2} = 0,8 \text{ кА};$$

Результаты расчета токов КЗ сводим в таблицу токов КЗ.

Таблица 10.1 – таблица токов короткого замыкания

Точка КЗ	R_k МОм	X_k МОм	Z_k МОм	$\frac{R_{к2}}{X_{к2}}$	K_{y1}	$I_k^{(3)}$ кА	$i_{ук}$ кА	$I_k^{(2)}$ кА	$Z_{п}$ МОм	$I_k^{(1)}$ кА
К1	21,3	15,7	26,5	1,36	1	8,72	12,33	7,6	15	7,4
К2	134,9	21,6	136,6	6,2	1	1,6	2,3	1,4	219,3	1
К3	169,5	24	171,2	7,1	1	1,3	1,8	1,1	275	0,8

3.4 Задания для самостоятельного выполнения

«Расчет токов КЗ для потребителя сети 0,4 кВ»

По исходным данным о характере нагрузки сети, питающей потребителей электрической энергии из задания 1.6 и задания 2.4 выполнить расчет токов КЗ. В качестве исходной схемы электроснабжения принять схему электроснабжения и параметры цепи из таблицы 3.4 и рисунка 8.

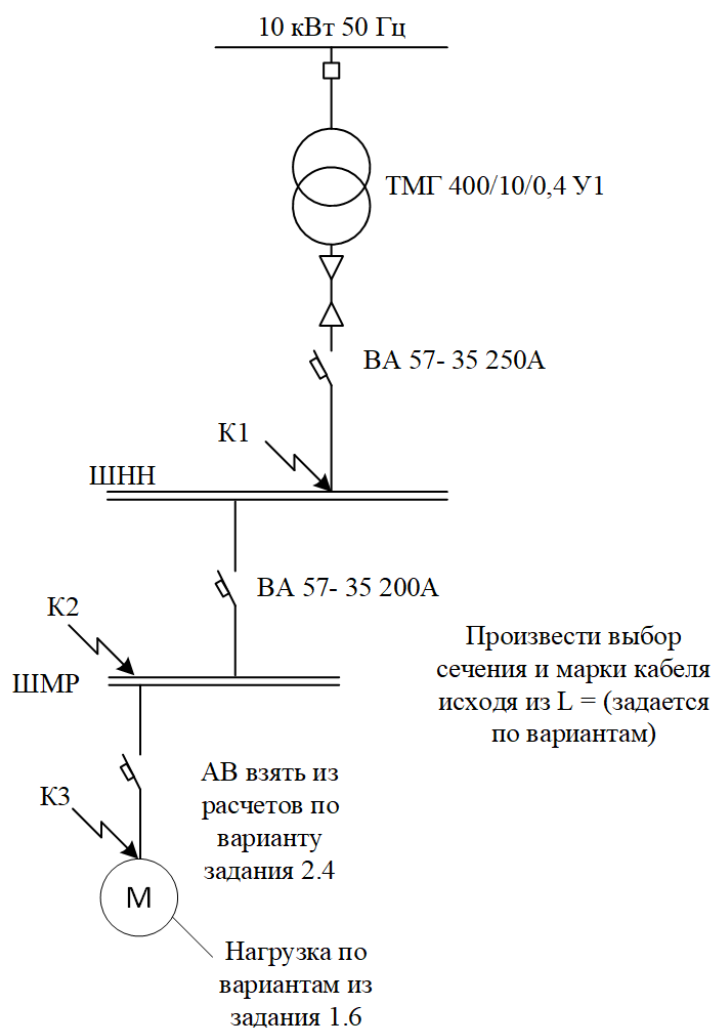


Рисунок 8 – Принципиальная схема электроснабжения

Таблица 3.4 – Длины кабельных линий по вариантам

№ Варианта	L от ШНН к ШМП, м	L от ШМП к нагрузке, м	Сечение ШМП	Сечение ШНН
1	50	50	15x3 мм ²	40x4 мм ²
2	40	40	15x3 мм ²	30x4 мм ²
3	35	35	15x3 мм ²	30x4 мм ²
4	60	40	15x3 мм ²	50x4 мм ²
5	60	40	25x3 мм ²	40x4 мм ²
6	100	100	25x3 мм ²	40x4 мм ²
7	110	110	50x3 мм ²	40x4 мм ²
8	35	35	15x3 мм ²	30x4 мм ²
9	60	40	15x3 мм ²	50x4 мм ²
10	60	40	25x3 мм ²	40x4 мм ²
11	100	100	25x3 мм ²	40x4 мм ²
12	110	110	50x3 мм ²	40x4 мм ²
13	50	50	15x3 мм ²	40x4 мм ²

14	40	40	15x3 мм ²	30x4 мм ²
15	35	35	15x3 мм ²	30x4 мм ²
16	50	50	15x3 мм ²	40x4 мм ²
17	40	40	15x3 мм ²	30x4 мм ²
18	100	100	25x3 мм ²	40x4 мм ²
19	110	110	50x3 мм ²	40x4 мм ²
20	35	35	15x3 мм ²	30x4 мм ²
21	35	35	15x3 мм ²	30x4 мм ²
22	50	50	15x3 мм ²	40x4 мм ²

4. Методика выбора компенсирующих устройств и силовых трансформаторов

К электрическим сетям напряжением до 1 кВ на объектах стройиндустрии подключается большая часть потребителей реактивной мощности. Эти сети наиболее удалены от источников питания, поэтому передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ приводит к повышенным затратам на увеличение площади сечения проводов и кабелей, на увеличение числа и мощности силовых трансформаторов, потерь мощности. Затраты, обусловленные перечисленными факторами, можно уменьшить, если осуществить компенсацию реактивной мощности (КРМ) непосредственно в сети напряжением до 1 кВ. При этом недостающая часть – некомпенсированная реактивная мощность в сети 0,38 кВ – покрывается перетоком реактивной мощности Q_T из сети напряжением 6 -10 кВ.

Наиболее часто применяемые компенсирующие устройства (КУ) состоят из батарей силовых конденсаторов (БК), включаемых в трехфазную сеть по схеме треугольника. Обычно КУ устанавливаются централизованно на трансформаторной подстанции [5].

Количество конденсаторов выбирается с учетом их номинальных мощностей, которые приводятся в справочниках.

При проектировании электрических сетей объектов строительства целесообразно совместно рассматривать вопросы КРМ и выбора числа и мощности силовых трансформаторов.

При установке на ТП трех и менее трансформаторов их номинальную мощность выбирают по средней активной мощности за наиболее загруженную смену:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_c}{\beta_T N_T},$$

где P_c - средняя активная мощность объектов строительства, включая приемники освещения, кВт;

β_T - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов, имеющий следующие значения:

$\beta_T=0,65-0,7$ - при преобладании электроприемников 1-й категории для двухтрансформаторных подстанций;

$\beta_T=0,7-0,8$ - при преобладании электроприемников 2-й категории для однострансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении;

$\beta_T=0,9-0,95$ - при преобладании электроприемников 2-й категории и наличии «складского» резерва, а также при нагрузках 3-й категории.

N_T - принимаемое число трансформаторов.

В первых двух случаях значения коэффициента β_T определены из условия взаимного резервирования трансформаторов в послеаварийном режиме с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

По принятому числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T^{max} = \sqrt{(\beta_T N_T S_{ном.Т})^2 - P_c^2}.$$

Тогда суммарная мощность БК:

$$Q_{нбк} = Q_c - Q_T^{max} \text{ квар},$$

где Q_c - суммарная средняя реактивная мощность.

Если в расчетах окажется, что $Q_{нбк} \leq 0$, то установка низковольтных батарей конденсаторов не требуется и принимают $Q_{нбк}=0$. В случае $Q_{нбк}>0$ выбирают число и мощность конденсаторов, суммарная номинальная мощность $Q_{ном.нбк}$ которых должна быть равна $Q_{нбк}$.

При этом:

$$Q_{ном.нбк} = \sum_1^n Q_{ном.к},$$

где $Q_{ном.к}$ - номинальная мощность конденсатора; n - количество конденсаторов.

При установке на трансформаторной подстанции компенсирующих устройств полная расчетная нагрузка подстанции существенно снижается за счет генерации тока емкостного характера и будет определяться по выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ном.нбк})^2},$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность электроприемников строительной площадки, квар.

Пример :

На цеховой подстанции установлен трансформатор ТМ-400/10. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора.

Решение :

Находим паспортные характеристики трансформатора ТМ-400/10:

$$U_k = 4,5\%; \Delta P_k = 5,5 \text{ кВт}; \Delta P_x = 0,8 \text{ кВт}; I_x = 0,5 \%$$

КПД трансформатора находим по формуле:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{ст}}}$$

КПД будет максимальным, в случае если постоянные потери (потери в стали) $\Delta P_{\text{ст}}$ равны переменным (магнитные потери) ΔP_m :

$$\Delta P_{\text{ст}} = \Delta P_m$$

Зависимость КПД от нагрузки может быть получена с помощью формулы:

$$\eta = 1 - \frac{K_{\text{нр}}^2 \Delta P_k + \Delta P_x}{K_{\text{нр}} S_N \cos \varphi + K_{\text{нр}}^2 \Delta P_k + \Delta P_x}$$

Теперь строим таблицу зависимости КПД от нагрузки трансформатора (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – зависимость КПД от нагрузки.

$K_{\text{нр}}$	0	0.25	0.43	0.5	0.75	1.25	1.3
$\eta, \%$	0	98,3	98,5	98,5	98,3	98	97,7

Строим зависимость на графике (рис. 9)

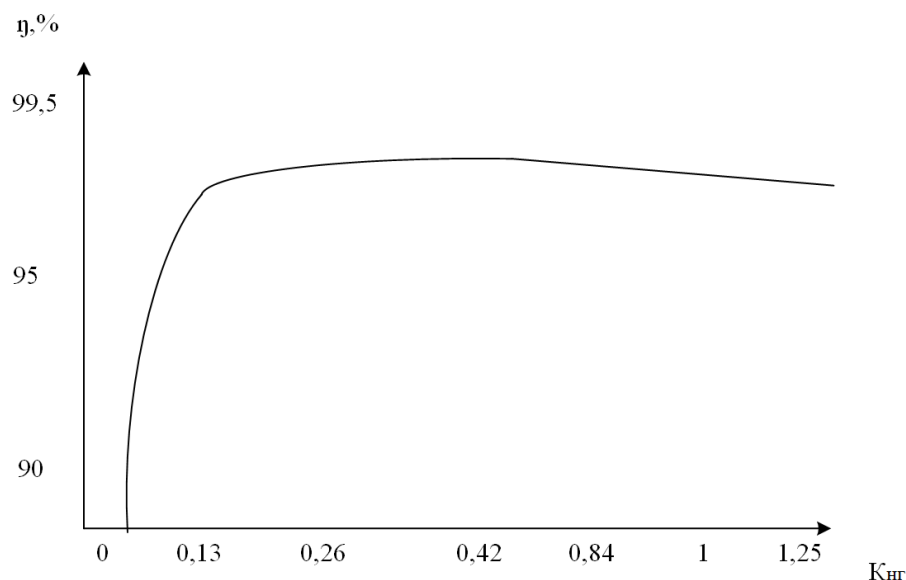


Рисунок 9 – Зависимость КПД от коэффициента нагрузки

По полученным значениям делаем вывод что максимальное значение КПД будет достигаться при значении $K_{нр}=0,43$, следовательно мощность при максимальном КПД будет равна $S = K_{нр} \cdot S_N = 0.43 \cdot 400 = 172 \text{кВА}$.

Пример:

От двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами типа ТМ400/10 производится электроснабжение цеха, потребляющего мощность в соответствии с суточным графиком данным в табл. 1. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

Таблица 4.2 – Суточный график нагрузки цеха

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	80	540	430	500	360	440

Решение:

Среднеквадратичный ток $I_{ср.кв}$ - это такой условный неизменный по величине ток, при протекании которого по сети в течение расчетного периода

выделяются те же потери энергии, что и при протекании действительного тока, изменяющегося по графику нагрузки.

Достоинство этого метода в том, что среднеквадратичный ток (или мощность) вычисляется только один раз для серии расчетов.

Аналогично току можно найти и среднеквадратичную мощность $S_{\text{ср.кв}}$ и выполнить расчёт потерь

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_n^2 \cdot \Delta t_n}{T}} = \sqrt{\frac{80^2 \cdot 6 + 540^2 \cdot 5 + 430^2 \cdot 3 + 500^2 \cdot 4 + 360^2 \cdot 3 + 440^2 \cdot 3}{24}} = 410 \text{ кВт}$$

Потери найдём по формуле:

$$\Delta W = \frac{r}{U_{\text{ном}}^2} \cdot S_{\text{ср.кв}}^2 \cdot T,$$

Где r - активное сопротивление трансформатора:

$$r = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{5500 \cdot 10^2}{400^2} = 3,44 \text{ Ом.}$$

$$\Delta W = \frac{r}{U_{\text{ном}}^2} \cdot S_{\text{ср.кв}}^2 \cdot T = \frac{3,44}{10^2} \cdot 410^2 \cdot 24 = 138 \text{ кВт.}$$

4.1 Задания для самостоятельного выполнения

«Определение суточных потерь и мощности нагрузки, соответствующей максимальному КПД трансформатора»

Вариант 1

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-25. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 1

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	20	40	40	30	25	20

Вариант 2

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-40. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 2

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	30	40	40	20	25	20

Вариант 3

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-63. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 3

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
-------------	-----	------	-------	-------	-------	-------

Мощность нагрузки, кВ·А	30	40	60	80	80	20
-------------------------	----	----	----	----	----	----

Вариант 4

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-100. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 4

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	30	140	160	80	80	90

Вариант 5

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-250. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 5

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	110	140	260	280	180	190

Вариант 6

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-400. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую

максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 6

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	130	140	160	180	280	390

Вариант 7

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-250. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 7

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	30	140	160	80	80	90

Вариант 8

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-630. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 8

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	230	340	460	580	680	390

Вариант 9

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1000. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 9

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	1030	940	1060	580	680	390

Вариант 10

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1250. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 10

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	1130	940	660	180	280	1290

Вариант 11

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1600. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 11

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	1130	1940	1660	1180	1280	1290

Вариант 12

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-2500. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 12

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	1130	1940	1660	1180	1280	1290

Вариант 13

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1600. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 13

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	1530	1540	1560	1580	580	120

Вариант 14

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-100. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 14

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	130	140	160	80	80	20

Вариант 15

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-250. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 15

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	70	240	260	200	80	70

Вариант 16

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-400. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 6

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	130	140	260	380	380	90

Вариант 17

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-250. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 17

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	30	40	160	280	180	190

Вариант 18

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-630. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую

максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 18

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	230	340	560	580	600	190

Вариант 19

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1000. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 19

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	1030	940	1060	580	680	390

Вариант 20

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1000. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 20

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24

Мощность нагрузки, кВ·А	1130	940	660	1080	1080	90
-------------------------	------	-----	-----	------	------	----

Вариант 21

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-1600. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 21

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	130	940	1660	1180	1280	290

Вариант 22

На цеховой подстанции установлены трансформаторы ТМ-2500. Потребляющая мощность предприятия в соответствии с суточным графиком приведена ниже. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному КПД трансформатора. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах.

График суточной нагрузки цеха вариант 22

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	230	1940	2460	2180	2280	90

Приложение А

Таблица А1 – Основные технические характеристики трансформаторов типа
ТМ

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Напряжение, кВ	U _к , %	P _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %
ТМ - 25	25	10 /0,4	4,7	0,69	0,11	2,2
ТМ - 40	40	10 /0,4	4,7	1	0,15	2,0
ТМ - 63	63	10 /0,4	4,7	1,47	0,21	1,8
ТМ - 100	100	10 /0,4	4,7	2,25	0,265	1,6
ТМ - 160	160	10 /0,4	4,7	2,9	0,41	1,4
ТМ - 250	250	10 /0,4	4,7	4,2	0,58	1,2
ТМ - 400	400	10 /0,4	4,5	5,5	0,82	1,0
ТМ - 630	630	10 /0,4	5,5	7,6	1,16	0,8
ТМ - 1000	1000	10 /0,4	5,5	10,8	1,6	0,75
ТМ - 1250	1250	10 /0,4	6,0	14,35	1,96	0,7
ТМ - 1600	1600	10 /0,4	6,0	18,0	2,28	0,65
ТМ - 2500	2500	10 /0,4	6,5	28,0	4,2	0,6

Компенсация реактивной мощности

Структура условного обозначения компенсирующих устройств

	У	К	Н	–	0,38	–	75	У	3	
Установка										3 – для внутренней установки
Конденсаторная										Категория размещения
Регулируемый параметр										У – умеренный климат
Н – напряжение										Климатическое исполнение
Т – ток										Мощность, квар
Буква отсутствует – не регулируется										Номинальное напряжение, кВ

Таблица А2 – Устройства компенсации реактивной мощности

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, квар	Масса, кг	Габариты, мм
УК – 0,415-20 Т3	0,415	20	32	126 × 430 × 440
УК – 0,415-40 Т3	0,415	40	70	375 × 430 × 650
УК – 0,415-60 Т3	0,415	60	102	580 × 430 × 650
УК – 0,415-80 Т3	0,415	80	136	785 × 430 × 650
УК2 – 0,38-50 Т3	0,38	50	72	375 × 430 × 650
УК3 – 0,38-75 Т3	0,38	75	105	580 × 430 × 650
УК4 – 0,38-100 Т3	0,38	100	140	785 × 430 × 650
УКБН – 0,38-100-50 У3	0,38	100	195	800 × 440 × 895
УКБН – 0,38-200-50 У3	0,38	200	365	800 × 440 × 1685
УКБ – 0,38-150 У3	0,38	150	200	580 × 460 × 1200
УКБ – 0,415-240 У3	0,415	240	440	580 × 460 × 1990
УКТБ – 0,38-150 У3	0,38	150	280	630 × 520 × 1440
УКБН – 0,38-135 Т3	0,38	135	290	630 × 520 × 1440
УКБН – 0,44-135 Т3	0,44	135	290	630 × 520 × 1440
УКТ – 0,38-150 У3	0,38	150	300	700 × 500 × 1600
УКЛН – 0,38-300-150 У3	0,38	300	612	1920 × 500 × 1800
УКЛН – 0,38-450-150 У3	0,38	450	880	2620 × 500 × 1600
УКЛН – 0,38-600-150 У3	0,38	600	1125	3320 × 500 × 1600

УКЛНТ – 0,66-240 У3	0,66	240	370	1200 × 500 × 1600
УКЛНТ – 0,66-480-240 У3	0,66	480	640	1900 × 500 × 1600
УКНТ – 0,4-200-33 1/3У3	0,4	200	265	730 × 430 × 1860
УКМ – 0,4-250-50 У3	0,4	250	230	800 × 400 × 1850

Технические характеристики проводов, шнуров и кабелей

Таблица А3 – Активные и индуктивные сопротивления для проводов и кабелей с медными и алюминиевыми жилами

Сечение провода, мм ²	Сопротивление, мОм/м							
	активное r для жил				индуктивное x ₀			
	медных		алюминиевых		трехжильных кабелей с бумажной изоляция до 1 кВ	проводов в трубе	проводов, проложенных открыто	воздушных линий до 1 кВ
	температура, °С							
	30	50	30	45				
1,5	12,3	13,3	-	-	0,113	0,126	0,374	-
2,5	7,4	8	12,5	13,3	0,104	0,116	0,358	-
4	4,63	5	7,81	8,34	0,095	0,107	0,343	-
6	3,09	3,34	5,21	5,56	0,09	0,0997	0,33	-
10	1,85	2	3,12	3,33	0,073	0,099	0,307	-
16	1,16	1,25	1,95	2,08	0,0675	0,0917	0,293	0,354
25	0,741	0,8	1,25	1,33	0,0622	0,0912	0,278	0,339
35	0,53	0,57	0,89	0,951	0,0637	0,0879	0,263	0,33
50	0,371	0,4	0,62	0,666	0,0625	0,0851	0,256	0,317
70	0,265	0,29	0,45	0,447	0,0612	0,0819	0,245	0,307
95	0,195	0,21	0,33	0,351	0,0602	0,0807	0,236	0,297
120	0,154	0,17	0,26	0,278	0,0600	0,0802	0,229	0,293

Список литературы

1. Электроснабжение объектов строительства и стройиндустрии: метод. указания / сост. С. П. Агеев; СПбГАСУ. – СПб., 2017. – 94 с.
2. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2005. – 214 с., ил.
3. Справочник энергетика / Под ред. А. Н. Чохонелидзе. – М.: Колос, 2006. – 488 с.
4. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ) / В ред. Приказов Минэнерго России от 20.12.2017 № 1196, № 1197. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2019. – 476 с.
5. Основы электроснабжения объектов отрасли: учеб. пособие / В. Ф. Шишлаков, О. Я. Соленая, С. В. Соленный. – СПб.: ГУАП, 2017. – 85 с.